

UNIVERSIDAD DE CUENCA



FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

“DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OCAÑA I, PARA LA INTEGRACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA I – OCAÑA II (LA UNIÓN) – LA TRONCAL 69 KV, E INCORPORACIÓN AL SCADA”

Tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico.

Autores:

Calle Tapia Henry Wilfrido

Espinoza González Juan Ennis

Director:

Ing. Guillermo Miguel Corral Serrano

Tutor:

Ing. Carlos Cayetano Durán Noritz

Cuenca – Ecuador

2016



RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo principal diseñar la ampliación de la subestación Ocaña I, para la integración de la línea de transmisión de la central hidroeléctrica Ocaña I – Ocaña II (La Unión) – La Troncal a 69 kV, e incorporación al sistema SCADA junto con la coordinación de protecciones de la línea de transmisión. El estudio tiene lugar en la subestación Ocaña y cuenta con el apoyo de las empresas CENTROSUR y ELECAUSTRO.

El estudio es de tipo exploratorio, descriptivo y proyectivo basado en datos cuantitativos, fórmulas y especificaciones técnicas propias de la ingeniería eléctrica. Se ha requerido el trabajo de campo y levantamiento de datos para realizar los diferentes estudios tales como: Diseño de subestaciones, estudio de flujos de potencia, estudio de cortocircuitos, coordinación de protecciones y simulaciones en general, para ello se ha utilizado los programas AUTOCAD y DigSILENT PowerFactory.

Para el diseño de la aplicación de la subestación, se ha tomado recomendaciones dadas por las normas IEC 60071 - 1 “*Insulation Coordination: Definition, Principles and Rules*” e IEC 80 – 2000 “*IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*”, donde se describe la ingeniería básica correspondiente a coordinación de aislamiento, apantallamiento, malla puesta a tierra, al igual que la selección de pararrayos y de los equipos de protección.

En general, los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos permiten determinar los efectos en el área de influencia de la central sobre la red de subtransmisión y determinar las corrientes de cortocircuitos necesarios para la calibración y verificación de los ajustes de ciertas funciones de protección.

En cuanto al sistema SCADA, se da a conocer los principales aspectos a considerar para la integración de las dos nuevas bahías al sistema de automatización y control actual de la central Ocaña. Finalmente se presenta la arquitectura de control y comunicación, donde se pueden apreciar las conexiones de los equipos y los protocolos de comunicación que se emplean.



Palabras clave: energía eléctrica, línea de transmisión, subestación eléctrica, SCADA, DigSILENT PowerFactory, protecciones eléctricas, flujos de potencia.

ABSTRACT

This research has, as its main objective, to design the expansion of Ocaña I substation to integrate the transmission line of the hydroelectric plant Ocaña I - Ocaña II (La Unión) – La Troncal 69 kV, and incorporate into the SCADA system along with the coordination of protections of the transmission line. The study takes place in Ocaña substation and has the support of ELECAUSTRO and CENTROSUR companies.

This is an exploratory, descriptive and projective study based on quantitative data, formulas, and technical specifications typical of the Electrical Engineering career. To collect the data, fieldwork and a survey along with AUTOCAD and DigSILENT Power Factory programs were used.

To the design application of the substation, recommendations given by the IEC 71 – 1 “*Insulation Coordination: Definition, Principles and Rules*” and IEC 80 – 2000 “*IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*” standards were applied. The basic engineering corresponding to insulation coordination, screening, and mesh ground, like the selection of arrester and protective equipment are described.

In general, power flow and short circuit studies can determine the effects in the area of influence of the plant on the sub transmission network. Moreover, they determine the short circuit currents required for the calibration and verification of settings of certain protective functions.

Regarding to the SCADA system, the main aspects to be considered for the integration of the new structures to the automation system and current control of the plant Ocaña are made known. Finally, the control and communication architecture are presented in such a way as to see the connections of the equipment, and communication protocols that are used.

Keywords: electric power, transmission line, substation, SCADA, DigSILENT PowerFactory



ÍNDICE DE CONTENIDOS

PORTADA	1
RESUMEN	2
ABSTRACT	3
ÍNDICE DE CONTENIDOS	4
ÍNDICE DE TABLAS	11
ÍNDICE DE GRÁFICOS	14
ÍNDICE DE FIGURAS	15
ÍNDICE DE ANEXOS	18
CLÁUSULA DE DERECHOS DE AUTOR.....	¡Error! Marcador no definido.
CLÁUSULA DE DERECHOS DE AUTOR.....	¡Error! Marcador no definido.
CLÁUSULA DE PROPIEDAD INTELECTUAL	¡Error! Marcador no definido.
CLÁUSULA DE PROPIEDAD INTELECTUAL	¡Error! Marcador no definido.
DEDICATORIA.....	24
AGRADECIMIENTOS	25
CAPÍTULO I	26
INTRODUCCIÓN	26
1.1. Antecedentes	26
1.2. Alcance	27
1.3. Justificación.....	29
1.4. Objetivos	30
1.4.1. Objetivo general.....	30
1.4.2. Objetivos específicos	31
1.5. Metodología	31
CAPÍTULO II	33
ESTADO ACTUAL DE LA CENTRAL OCAÑA, ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO	33
2.1. Introducción.....	33
2.1.1. Centrales hidroeléctricas	33
2.1.1.1. Tipos de centrales hidroeléctricas	34
2.1.1.2. Ventajas y desventajas de las centrales hidroeléctricas.....	36
2.1.1.3. Funcionamiento de una central hidroeléctrica	37



2.1.2. Subestación	38
2.1.3. Líneas de transmisión	39
2.2. Generalidades de la central Ocaña	40
2.3. Descripción general de la central Ocaña	41
2.3.1. Funcionamiento de la central hidroeléctrica Ocaña	41
2.3.2. Características técnicas	42
2.3.3. Obras de toma	43
2.3.4. Reservorio de regulación horaria	44
2.3.5. Tanque de presión principal	45
2.3.6. Conducción, chimenea de equilibrio, tubería de presión	46
2.3.7. Casa de máquinas	47
2.4. Descripción de la subestación Ocaña I, línea de transmisión y sistema de protección	48
2.4.1. Subestación Ocaña I	48
2.4.2. Línea de transmisión incorporada a la subestación	48
2.4.3. Sistemas de protección	49
2.5. Análisis de flujos de potencia	50
2.5.1. Introducción	50
2.5.2. Objetivo	51
2.5.3. Situación del sistema bajo análisis	51
2.5.4. Escenarios de operación	54
2.5.5. Resultados obtenidos	55
2.5.6. Análisis en el año 2016	55
2.5.6.1. Antes que ingrese la línea de transmisión Ocaña - La Troncal (caso base)	55
2.5.6.2. Cuando ingresen la línea de transmisión Ocaña - La Troncal (interruptor cerrado)	58
2.5.6.3. Análisis interruptor abierto (Pino - El Triunfo) cuando ingrese línea de transmisión Ocaña - La Troncal	61
2.5.6.4. Análisis fuera de operación la línea de transmisión Pino – La Troncal (Pino alimentada por CNEI Milagro)	63
2.5.7. Análisis en el año 2021	66
2.5.7.1. Análisis de flujo de potencia en el año 2021 con el interruptor cerrado	66



2.5.7.2. Análisis de flujo de potencia en el año 2021 con el interruptor abierto	68
2.5.8. Escenario operacional en el año 2016 con el interruptor abierto	71
2.5.8.1. COAZUCAR trabajando en isla	71
2.5.8.2. Sin línea de transmisión Ocaña - Cañar	72
2.5.8.3. Sin generación Ocaña I	74
2.5.8.4. Con una sola línea Ocaña - Cañar	76
2.5.8.5. Con una sola línea Ocaña - La Troncal	78
2.5.9. Resultados	81
2.6. Cálculo de las corrientes de cortocircuito	82
2.6.1. Metodología	82
2.6.2. Corrientes de falla trifásica	83
2.6.3. Corrientes de falla monofásica	83
2.6.4. Resultados de análisis de cortocircuito en DigSILENT	83
2.6.5.1. Para dimensionamiento de equipos de corte y maniobra	83
2.6.5.2. Para ajuste y coordinación de protecciones	85
CAPÍTULO III	88
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS	88
3.1. Introducción	88
3.2. Equipo eléctrico	88
3.2.1. Seccionadores tripolares de 69 kV	89
3.2.2. Interruptores automáticos de 69 kV en hexafluoruro de azufre (SF ₆)	90
3.2.3. Pararrayos para 69 kV	91
3.2.4. Transformadores de corriente	92
3.2.5. Transformador de potencial de 69 kV	94
CAPÍTULO IV	95
DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN A LA SUBESTACIÓN OCAÑA	95
4.1. Introducción	95
4.2. Principales elementos de una subestación	97
4.2.1. Transformador de potencia	98
4.2.2. Interruptor de potencia	98
4.2.3. Seccionadores	98



4.2.4. Transformadores de potencial (TP)	98
4.2.5. Transformadores de corriente (TC).....	99
4.2.6. Sistemas de control y medición	99
4.3. Definición de las características del equipamiento de corte y maniobra	99
4.3.1. Objetivo.....	99
4.3.2. Equipo de corte y maniobra a utilizarse en la ampliación de la subestación Ocaña.	100
4.4. Diseño de la malla de puesta a tierra.....	101
4.4.1. Objetivo.....	101
4.4.2. Requisitos de una malla de puesta a tierra	101
4.4.3. Procedimiento	102
4.4.3.1. Datos de entrada:	102
4.4.3.2. Tensión de paso y de toque tolerables	103
4.4.3.3. Determinación de la resistencia de la malla de puesta a tierra	104
4.4.3.4. Corriente máxima de la malla de puesta a tierra	105
4.4.3.5. Incremento del potencial a tierra (GPR).....	106
4.4.3.6. Coeficientes K_s , K_m y K_i	106
4.4.3.7. Tensiones de la malla y de paso	108
4.4.4. Cálculos para la malla de puesta a tierra	108
4.4.5. Resultados.....	110
4.5. Apantallamiento de la subestación Ocaña	110
4.5.1. Objetivo del apantallamiento en subestaciones eléctricas.....	110
4.5.2. Metodología de protección para patios de subestaciones - norma IEEE Std 998	112
4.6. Coordinación de aislamiento de la subestación Ocaña.....	116
4.6.1. Objetivo.....	116
4.6.2. Normas para la coordinación de aislamiento	117
4.6.3. Determinación de las distancias eléctricas basadas en el BIL.....	117
4.6.4. Coordinación de aislamiento de la subestación Ocaña	117
4.6.4.1. Determinación de las sobretensiones representativas (<i>U_{rp}</i>)...	119
4.6.4.2. Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación U_{cw}	125



4.6.4.3. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas Urw.....	132
4.6.4.4. Determinación de las tensiones de soportabilidad estándares Uw	134
4.6.5. Análisis de resultados	135
4.6.6. Distancias mínimas en el aire	137
4.6.7. Selección de pararrayos 69 kV	137
4.7. Obras civiles.....	141
4.7.1. Ampliación de pórticos en la S/E Ocaña	141
4.7.2. Construcción de canaletas y bandejas para cables de control y alimentación.....	142
4.8. Disposición de los equipos en el terreno.....	142
CAPÍTULO V	147
CONFIGURACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA LÍNEA OCAÑA - LA TRONCAL	147
5.1. Introducción.....	147
5.1.1. Relé de sobrecorriente.....	149
5.1.2. Relé de distancia	150
5.1.3. Relé de distancia con comunicación.....	153
5.1.4. Protección diferencial.....	153
5.2. Objetivos	154
5.3. Escenario de análisis	155
5.3.1. Filosofía de protecciones	156
5.3.2. Diagrama unifilar de la instalación	156
5.4. Ajuste de las protecciones	159
5.4.1. Criterios de ajustes	159
5.5. Situación actual de la coordinación en la central Ocaña y línea de transmisión Ocaña – Cañar	160
5.5.1. IED para generador	160
5.5.2. IED para transformador de potencia	161
5.5.3. IED para línea Ocaña - Cañar	162
5.6. Análisis de la información obtenidas de los sistemas de protección	162
5.6.1. Generador.....	162
5.6.1.1. Características del generador.....	162



5.6.1.2. Características del TC	163
5.6.1.3. Características del TP	164
5.6.1.4. Ajuste y coordinación de protecciones para el generador Ocaña	164
5.6.2. Transformador	164
5.6.2.1. Características del transformador.....	164
5.6.2.2. Característica del TC	165
5.6.2.3. Características del TP	166
5.6.2.4. Ajuste y coordinación de protecciones del transformador	166
5.6.3. Línea de transmisión Ocaña – Cañar	166
5.6.3.1. Características de la línea	166
5.6.3.2. Características del TC	167
5.6.3.3. Característica del TP	167
5.6.3.4. Ajuste y coordinación de protecciones	167
5.7. Ajuste de protecciones la línea de transmisión Ocaña - La Troncal.....	173
5.7.1. Características de la línea	173
5.7.2. Características del relé SIEMENS 7SL86.....	174
5.7.3. Características del TC	174
5.7.4. Características del TP.....	175
5.7.5. Ajuste y coordinación de protecciones.....	175
5.7.5.1. Protección diferencial de línea 87L.....	175
5.7.5.2. protección de distancia 21	179
5.7.5.3. Protección de sobrecorriente direccional de fases y tierra (67/67N)	187
5.7.5.4. Protección de falla del interruptor 50BF.....	192
5.7.5.5. Protección de mínima tensión/sobretensión 27/59	193
5.8. Verificación de los ajustes.....	195
5.8.1. Verificación del sistema de 69 kV	196
5.8.2. Verificación de la protección de distancia (21).....	198
5.8.3. Verificación protección direccional (67)	212
5.9. Resultados	217
CAPÍTULO VI	219
INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA	219



6.1. Antecedentes	219
6.2. Objetivo	220
6.3. Descripción actual del sistema de comunicación y control de la central Ocaña	220
6.3.1. Descripción general del sistema	220
6.3.2. Funciones generales del sistema de control	221
6.3.3. Red local de datos, Local Area Network (LAN)	222
6.3.4. Sincronización del tiempo	223
6.4. Descripción de los componentes SCADA de la central Ocaña	223
6.4.1 Componentes del software de Ocaña	223
6.4.1.1. Toolbox II	223
6.4.1.2. SICAM PAS	224
6.4.1.3. Digsí 4.83	226
6.4.1.4. SICAM 230	226
6.4.2. Componentes del hardware de Ocaña	227
6.4.2.1. SICAM 1703	229
6.4.2.2. Unidad de estación (SICAM Pc Box 627b)	230
6.4.2.3. Switch Ruggedcom RGS 2100	231
6.4.2.4. GPS	232
6.4.2.5. Equipos Siprotec 4	232
6.5. Sistema de comunicación para la central Ocaña	234
6.5.1. Modelos de protocolos de transmisión de información en la central Ocaña	234
6.5.1.1. Serial 232	235
6.5.1.2. Fibra Óptica Multimodo	236
6.5.1.3. Fibra Óptica Monomodo	236
6.5.1.4. Modelo TCP/IP	237
6.5.2. Protocolos de comunicación en la central Ocaña	238
6.5.2.1. IEC 60870 - 5 - 104	238
6.5.2.2. Protocolo IEC 61850	239
6.5.2.3. Modbus	242
6.5.2.4. Protocolo DNP3	242



6.6. Implementación al SCADA para la ampliación de la subestación Ocaña	243
6.6.1. Modo de implementación	243
6.6.2. Equipos a implementar y actualizaciones	246
6.6.3. Actualización de Software	247
6.6.3. Provisión del hardware	248
6.6.3.1. Equipo SIPROTEC 5	248
6.6.3.2. Control nivel 2 - IHM	249
6.6.3.3. Puesto de Ingeniería - HP Workstation Z230	249
6.6.3.4. Servidores - HP Server DL380 (G9) (para ser montados en rack)	250
6.6.3.5. Switch de comunicación RSG 2100	251
6.6.3.6. Medidores de energía	251
6.6.4. Incorporación de dispositivos al sistema SCADA	252
CAPÍTULO VII	255
COSTOS Y BENEFICIOS	255
7.1. Introducción.....	255
7.2. Objetivo.....	255
7.3. Inversiones.....	255
7.4. Beneficios	259
7.4.1. Análisis probabilístico	259
7.5. Resultados	263
CAPÍTULO VIII	264
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	264
8.1. Conclusiones.....	264
8.2. Recomendaciones	266
BIBLIOGRAFÍA	268
ANEXOS	274

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características técnicas	42
Tabla 2. Datos reservorio	44
Tabla 3. Características conducción	46



Tabla 4. Líneas de transmisión en época lluviosa	56
Tabla 5. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	56
Tabla 6. Líneas de transmisión en época seca	57
Tabla 7. Factor de relación de tensiones en época seca	57
Tabla 8. Líneas de transmisión en época lluviosa	59
Tabla 9. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	59
Tabla 10. Líneas de transmisión en época seca	59
Tabla 11. Factor de relación de tensiones en época seca	60
Tabla 12. Líneas de transmisión en época lluviosa	62
Tabla 13. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	62
Tabla 14. Líneas de transmisión en época seca	62
Tabla 15. Factor de relación de tensiones en época seca	62
Tabla 16. Líneas de transmisión en época lluviosa	64
Tabla 17. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	64
Tabla 18. Líneas de transmisión en época seca	65
Tabla 19. Factor de relación de tensiones en época seca	65
Tabla 20. Líneas de transmisión en época lluviosa	67
Tabla 21. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	67
Tabla 22. Líneas de transmisión en época seca	67
Tabla 23. Factor de relación de tensiones en época seca	67
Tabla 24. Líneas de transmisión en época lluviosa	69
Tabla 25. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	69
Tabla 26. Líneas de transmisión en época seca	70
Tabla 27. Factor de relación de tensiones en época seca	70
Tabla 28. Líneas de transmisión en época seca	71
Tabla 29. Factor de relación de tensiones en época seca	72
Tabla 30. Líneas de transmisión en época lluviosa	73
Tabla 31. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	73
Tabla 32. Líneas de transmisión en época seca	73
Tabla 33. Factor de relación de tensiones en época seca	73
Tabla 34. Líneas de transmisión en época lluviosa	75
Tabla 35. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	75
Tabla 36. Líneas de transmisión en época seca	75
Tabla 37. Factor de relación de tensiones en época seca	75
Tabla 38. Líneas de transmisión en época lluviosa	77
Tabla 39. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	77
Tabla 40. Líneas de transmisión en época seca	77
Tabla 41. Factor de relación de tensiones en época seca	77
Tabla 42. Líneas de transmisión en época lluviosa	79
Tabla 43. Factor de relación de tensiones en época lluviosa	79
Tabla 44. Líneas de transmisión en época seca	79
Tabla 45. Factor de relación de tensiones en época seca	79
Tabla 46. Resultados corrientes de cortocircuito máximo barra Ocaña	84



Tabla 47. Resultados corrientes de cortocircuito máximo barra La Troncal	85
Tablas 48. Resultados corrientes de cortocircuito trifásico mínimo ($R_f = 20 \Omega$)	85
Tabla 49. Resultados corrientes de cortocircuito monofásico a tierra mínima ($R_f = 20 \Omega$)	86
Tabla 50. Equipamiento subestación Ocaña I	88
Tabla 51. Características eléctricas de los seccionadores de 69 kV	90
Tabla 52. Características eléctricas de los interruptores de 69 kV	91
Tabla 53. Características eléctricas de los pararrayos de 69 kV	92
Tabla 54. Características eléctricas del TC	93
Tabla 55. Características eléctricas del TP	94
Tabla 56. Datos de entrada de la subestación	109
Tabla 57. Resultados obtenidos para la malla de puesta a tierra	109
Tabla 58. Resultados del apantallamiento de la subestación Ocaña	115
Tabla 59. Distancias mínimas según Norma IEC 60071	118
Tabla 60. Distancia mínima específica nominal	119
Tabla 61. Distancia de fuga del aislamiento requerida para los equipos de patio de la subestación Ocaña	120
Tabla 62. Sobretenación representativa temporal	122
Tabla 63. Niveles de protección del pararrayo	125
Tabla 64. Sobretenaciones representativas de frente lento	125
Tabla 65. Factor A para varias líneas aéreas	130
Tabla 66. Valores para el cálculo del U_{cw} de frente rápido	132
Tabla 67. Tensiones de soportabilidad para coordinación de frente rápido ...	132
Tabla 68. Tensiones de soportabilidad requeridas	134
Tabla 69. Factores de conversión, para convertir las tensiones de soportabilidad requeridas de frente lento a tensión soportado de corta duración a frecuencia industrial y al impulso atmosférico	134
Tabla 70. Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial	135
Tabla 71. Tensión soportada a impulso atmosférico	135
Tabla 72. Mínimas tensiones de soportabilidad requeridas	136
Tabla 73. Selección del nivel de aislamiento para la subestación Ocaña	136
Tabla 74. Característica de sobretensiones temporales del descargador de sobretensiones	138
Tabla 75. Funciones de protección del relé MiCOM P343	160
Tabla 76. Funciones de protección del relé SIPROTEC 7UT613	161
Tabla 77. Funciones de protección del relé SIPROTEC 7SJ641	161
Tabla 78. Funciones de protección del relé SIPROTEC 7SD532	162
Tabla 79. Funciones de protección del relé SIPROTEC 7SJ622	162
Tabla 80. Características del generador	162
Tabla 81. Características del TC	163
Tabla 82. Características del TP	164
Tabla 83. Características del transformador	164



Tabla 84. Características de los TC's	165
Tabla 85. Características de los TP's	166
Tabla 86. Características de la línea	166
Tabla 87. Características del TC	167
Tabla 88. Ajuste relés ubicados en S/E Ocaña	171
Tabla 89. Ajuste relés ubicados en S/E Cañar	171
Tabla 90. Ajuste relés ubicados en S/E Ocaña	172
Tabla 91. Ajuste relés ubicados en S/E Cañar	172
Tabla 92. Características de la línea	173
Tabla 93. Funciones de protección que son utilizados del relé Siemens 7SL86	174
Tabla 94. Características del TC	174
Tabla 95. Características del TP	175
Tabla 96. Ajuste de la protección diferencial 87 L	178
Tabla 97. Ajuste protección distancia (relés ubicados en la barra Ocaña)	184
Tabla 98. Ajuste protección distancia (relés ubicados en la barra La Troncal)	187
Tabla 99. Ajuste protección direccional	192
Tabla 100. Ajustes típicos de temporización	192
Tabla 101. Ajuste de la protección de mínima tensión (27)	195
Tabla 102. Ajustes de protección de sobretensión 59	195
Tabla 103. Máxima corriente de cortocircuito	198
Tabla 104. Mínima corriente de cortocircuito	198
Tabla 105. Máxima corriente de cortocircuito lcc_max	215
Tabla 106. Mínima corriente de cortocircuito lcc_min	215
Tabla 107. Máxima corriente de cortocircuito lcc_max	216
Tabla 108. Mínima corriente de cortocircuito lcc_min	217
Tabla 109. Componentes SICAM PAS	225
Tabla 110. Costo de la línea de transmisión a 69 kV	255
Tabla 111. Costo para la S/E Ocaña, 13,8/69 kV	256
Tabla 112. Costo de obras civiles	256
Tabla 113. Costo para el montaje de equipos	256
Tabla 114. Costo para el sistema SCADA	258
Tabla 115. Costo total del proyecto	258
Tabla 116. Resumen de fallas línea Ocaña - Cañar	260
Tabla 117. Promedio de fallas	261

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Niveles de tensión en época lluviosa	55
Gráfico 2. Niveles de tensión en época seca	56
Gráfico 3. Niveles de tensión en época lluviosa	58



Gráfico 4. Niveles de tensión en época seca	58
Gráfico 5. Niveles de tensión en época lluviosa	61
Gráfico 6. Niveles de tensión en época seca	61
Gráfico 7. Niveles de tensión en época lluviosa	63
Gráfico 8. Niveles de tensión en época seca	64
Gráfico 9. Niveles de tensión en época lluviosa	66
Gráfico 10. Niveles de tensión en época seca	66
Gráfico 11. Niveles de tensión en época lluviosa	68
Gráfico 12. Niveles de tensión en época seca	69
Gráfico 13. Niveles de tensión en época seca	71
Gráfico 14. Niveles de tensión en época lluviosa	72
Gráfico 15. Niveles de tensión en época seca	72
Gráfico 16. Niveles de tensión en época lluviosa	74
Gráfico 17. Niveles de tensión en época seca	74
Gráfico 18. Niveles de tensión en época lluviosa	76
Gráfico 19. Niveles de tensión en época seca	76
Gráfico 20. Niveles de tensión en época lluviosa	78
Gráfico 21. Niveles de tensión en época seca	78

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de una central de paso	34
Figura 2. Esquema de una central a pie de presa	35
Figura 3. Esquema de una central por derivación de agua	35
Figura 4. Esquema de una central de bombeo	36
Figura 5. Esquema de una central hidroeléctrica	38
Figura 6. Ubicación de la central Ocaña	40
Figura 7. Obras de toma	43
Figura 8. Captación agua	44
Figura 9. Reservorio de regulación horaria	45
Figura 10. Tanque de presión principal	45
Figura 11. Conducción, chimenea de equilibrio	47
Figura 12. Casa de máquinas	47
Figura 13. Subestación central Ocaña	48
Figura 14. Línea de transmisión Ocaña - Cañar	49
Figura 15. Relé Micom P14X	50
Figura 16. Diagrama unifilar sin línea de transmisión Ocaña - La Troncal	52
Figura 17. Diagrama unifilar con línea de transmisión Ocaña - La Troncal	53
Figura 18. Cortocircuito para dimensionamiento de equipos	84
Figura 19. Esquema unifilar de la subestación Ocaña	97
Figura 20. Método de la esfera rodante	111



Figura 21. Diagrama de flujos para la protección contra descargas atmosféricas	112
Figura 22. Guía para la selección de U_{e2} para sobretensiones de frente lento por eventos de energización y re energización de líneas.....	123
Figura 23. Guía para la selección de U_{p2} para sobretensiones de frente lento por eventos de energización y re energización de líneas.....	123
Figura 24. Determinación del factor estadístico de coordinación K_{cs}	127
Figura 25. Determinación del factor determinístico de coordinación fase - tierra K_{cd}	128
Figura 26. Determinación del factor determinístico de coordinación fase - fase K_{cd}	128
Figura 27. Distancias entre el pararrayos y el equipo protegido.....	131
Figura 28. Disposición de equipos en la subestación Ocaña (planta)	144
Figura 29. Disposición de equipos en la subestación Ocaña (corte A - A).....	145
Figura 30. Disposición de equipos en la subestación Ocaña (corte B - B).....	146
Figura 31. Circuito radial	149
Figura 32. Característica de operación de los relés de distancia	151
Figura 33. Zonas de operación del relé de distancia.....	152
Figura 34. Relé de distancia: esquema escalonado.....	152
Figura 35. Protección Diferencial	153
Figura 36. Modelo DigSILENT de diagrama unifilar de la red en estudio	157
Figura 37. Modelo DigSILENT de diagrama unifilar de la red en estudio.....	158
Figura 38. Protección diferencial para una línea con dos extremos	176
Figura 39. Característica de Arranque del Escalón	177
Figura 40. Zonas protección de distancia.....	179
Figura 41. Diagrama R - X Característica MHO Zona 1 o Zona 2.....	181
Figura 42. Localización de cortocircuitos para verificación de protecciones ..	197
Figura 43. Ubicación de I_{cc_min} trifásico falla al 10% línea Ocaña – Cañar .	199
Figura 44. Ubicación de I_{cc_min} monofásico falla al 10% línea Ocaña – Cañar	200
Figura 45. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 20 \Omega$ falla al 10% línea Ocaña - Cañar.....	200
Figura 46. Ubicación de I_{cc_min} trifásico falla al 10% línea Ocaña – La Troncal	201
Figura 47. Ubicación de I_{cc_min} trifásico falla al 10% línea La Ocaña - La Troncal	201
Figura 48. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 0 \Omega$ falla al 10% línea Ocaña – La Troncal.....	202
Figura 49. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 0 \Omega$ falla al 10% línea La Ocaña - La Troncal.....	203
Figura 50. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 20 \Omega$ falla al 10% línea La Ocaña - La Troncal.....	204



Figura 51. Ubicación de lcc_min monofásica con $Rf = 20 \Omega$ falla al 10% línea La Ocaña - La Troncal.....	204
Figura 52. Ubicación de lcc_min trifásico falla al 90% línea La Ocaña - La Troncal	205
Figura 53. Ubicación de lcc_min trifásico falla al 90% línea La Ocaña - La Troncal	206
Figura 54. Ubicación de lcc_min monofásica con $Rf = 0 \Omega$ falla al 90% línea Ocaña - La Troncal.....	207
Figura 55. Ubicación de lcc_min monofásica con $Rf = 0 \Omega$ falla al 90% línea Ocaña - La Troncal.....	207
Figura 56. Ubicación de lcc_min monofásica con $Rf = 20 \Omega$ falla al 90% línea Ocaña - La Troncal.....	208
Figura 57. Ubicación de lcc_min monofásica con $Rf = 20 \Omega$ falla al 90% línea Ocaña - La Troncal.....	209
Figura 58. Ubicación de lcc_min trifásico falla al 10% línea La Troncal - Coazucar	210
Figura 59. Ubicación de lcc_min monofásico con $Rf = 0 \Omega$ falla al 10% línea La Troncal - Coazucar.....	211
Figura 60. Ubicación de lcc_min monofásico con $Rf = 20 \Omega$ falla al 10% línea La Troncal - Coazucar	211
Figura 61. Curvas de actuación de la protección 67 con dirección Ocaña - La Troncal	212
Figura 62. Curvas de actuación de la protección 67 con dirección La Troncal - Ocaña.....	213
Figura 63. Curvas de actuación de la protección 67 con dirección Ocaña - La Troncal	213
Figura 64. Curvas de actuación de la protección 67 con dirección La Troncal - Ocaña.....	214
Figura 65. Arquitectura de control central Ocaña	228
Figura 66. TM 1703 ACP.....	230
Figura 67. Station Unit - SIEMENS	231
Figura 68. RSG 2100	231
Figura 69. GPS.....	232
Figura 70. Equipos SIPROTEC	233
Figura 71. RS 232	235
Figura 72. Fibra Multimodo.....	236
Figura 73. Fibra Monomodo	237
Figura 74. Modelo TCP/IP.....	237
Figura 75. Arquitectura para el IEC 60870 - 5 - 104.....	238
Figura 76. Estructura básica del IEC 61850.....	240
Figura 77. Modelo Maestro/Esclavo	242
Figura 78. Diagrama de comunicación Maestro - Esclavo DNP 3.0.....	243
Figura 79. Ubicación del PLC TM 1703 a modificar	244



Figura 80. Ubicación de los controladores de bahía	245
Figura 81. SICAM PAS, SICAM 230 y Windows 7 Professional.....	248
Figura 82. Interfaz hombre máquina SIMATIC IPC677D	249
Figura 83. HP Z230 Tower Workstation	250
Figura 84. Servidor HP DL380	250
Figura 85. Medidor de energía ION 8650C	252
Figura 86. Implementación de la ampliación de la subestación Ocaña	253
Figura 87. Tableros para ubicación de dispositivos en Ocaña	254

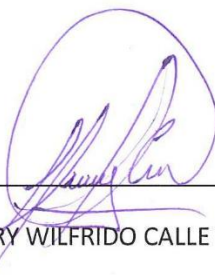
ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo A. Especificaciones técnicas de equipos de la línea Ocaña - La Troncal	275
Anexo B. Disposición de equipos subestación Ocaña	282
Anexo C. Disposición de equipos subestación Ocaña	284
Anexo D. Cortes A - A, B - B, C - C subestación Ocaña	286
Anexo E. Cimentación de estructuras subestación Ocaña.....	288
Anexo F. Designación de vigas, columnas y techos subestación Ocaña	290
Anexo G. Cárcamos y ductos subestación Ocaña	292
Anexo H. Malla de puesta a tierra subestación Ocaña.....	294
Anexo I. Configuración general del sistema de control y supervisión.....	296
Anexo J. Configuración general del sistema de control y supervisión.....	298
Anexo K. Detalle de la estructura proyectada para la subestación Ocaña	300
Anexo L. Detalle canaletas actuales subestación Ocaña	302
Anexo M. Detalle de canaletas proyectadas subestación Ocaña.....	304
Anexo N. Detalle de canaletas proyectadas casa de máquinas.....	306
Anexo O. Estudios de flujo de potencia.....	308
Anexo P. Estudio de cortocircuitos.....	333



Yo, HENRY WILFRIDO CALLE TAPIA, autor de la tesis “DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OCAÑA I, PARA LA INTEGRACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA I – OCAÑA II (LA UNIÓN) – LA TRONCAL 69 KV, E INCORPORACIÓN AL SCADA”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de INGENIERO ELÉCTRICO. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, junio de 2016



HENRY WILFRIDO CALLE TAPIA

C.I: 0302447198



Yo, JUAN ENNIS ESPINOZA GONZALEZ, autor de la tesis “DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OCAÑA I, PARA LA INTEGRACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA I – OCAÑA II (LA UNIÓN) – LA TRONCAL 69 KV, E INCORPORACIÓN AL SCADA”, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de INGENIERO ELÉCTRICO. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, junio de 2016



JUAN ENNIS ESPINOZA GONZALEZ

C.I: 1400799852



Yo, HENRY WILFRIDO CALLE TAPIA, autor de la tesis “DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OCAÑA I, PARA LA INTEGRACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA I – OCAÑA II (LA UNIÓN) – LA TRONCAL 69 KV, E INCORPORACIÓN AL SCADA”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, junio de 2016

HENRY WILFRIDO CALLE TAPIA

C.I: 0302447198



Yo, JUAN ENNIS ESPINOZA GONZALEZ, autor de la tesis “DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OCAÑA I, PARA LA INTEGRACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA I – OCAÑA II (LA UNIÓN) – LA TRONCAL 69 KV, E INCORPORACIÓN AL SCADA”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, junio de 2016



JUAN ENNIS ESPINOZA GONZALEZ

C.I: 1400799852



Certifico que el trabajo de tesis “DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN DE LA SUBESTACIÓN OCAÑA I, PARA LA INTEGRACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA OCAÑA I – OCAÑA II (LA UNIÓN) – LA TRONCAL 69 KV, E INCORPORACIÓN AL SCADA”, realizado por los señores estudiantes HENRY WILFRIDO CALLE TAPIA con C.I 030244719-8 y JUAN ENNIS ESPINOZA GONZALEZ con C.I 140079985-2, ha sido desarrollada bajo mi dirección.

Cuenca, Junio de 2016

ING. MIGUEL CORRAL SERRANO
DIRECTOR DE TESIS



DEDICATORIA

Quiero dedicar la presente tesis a mis padres Wilfrido Calle y Mercy Tapia por estar presentes en cada etapa de mi vida, apoyándome, aconsejándome y guiándome para que cada día sea una mejor persona, a mis hermanos Geovanny y Nancy por todo ese cariño y apoyo, gracias por formar parte de mi vida, a mis amigos con quienes he compartido momentos memorables a lo largo de mi vida estudiantil.

Henry Calle Tapia

Primeramente, la presente tesis va dedicado a Dios por brindarme la fortaleza, pasión y entrega para no darme por vencido. Segundo a mi madre Gladis Gonzalez Medina por haberme dado todo el apoyo, consejo, paciencia, amor y a mi padre Juan Espinoza Ortiz por haberme aconsejado y guiado en muchos momentos.

También va dedicado a:

Mis hermanas Grendis Espinoza y Karen Espinoza porque les estimo y valoro mucho.

Ángel Espinoza por preocuparse y aconsejarme en no desmayar de mi meta

Finalmente, este trabajo de tesis va dedicado a todas las personas a mi alrededor que me han apoyado.

Juan Espinoza Gonzalez



AGRADECIMIENTOS

Agradecemos primeramente a Dios, por darnos la oportunidad de vivir y compartir el día a día con nuestras familias y amigos.

A la empresa ELECAUSTRO S.A. por brindarnos la oportunidad de realizar este trabajo de investigación.

Nuestro profundo agradecimiento al Ingeniero Carlos Durán Noritz y el Ingeniero Marcelo Gomezcoello, que gracias a sus colaboraciones, tiempo y apoyo se ha logrado culminar este trabajo.

A todo el personal de la USUP por su gentileza y amabilidad ofrecida a lo largo de este trabajo de tesis.

Un agradecimiento a todos los profesores que nos compartieron sus conocimientos y apoyo a lo largo de nuestra vida universitaria, en especial al Ing. Miguel Corral por la colaboración brindada como director de tesis



CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

El comportamiento del sistema eléctrico en el Ecuador, tanto en la demanda como en la oferta de energía eléctrica, se incrementa cada año. En el futuro, se prevé un cambio aún más sustancial, pues la oferta se incrementará en un 30 % debido a que los nuevos proyectos impulsados por el gobierno nacional que entrarán en funcionamiento alrededor del año 2017. Esto implica que el sistema eléctrico del Ecuador debe ampliar las líneas de transmisión y subtransmisión para cumplir adecuadamente con las grandes demandas de servicio eléctrico que se aproximan.

En este contexto, debido al continuo crecimiento de la demanda y considerando el potencial hídrico existente en la zona de la cuenca baja del río Cañar, la empresa ELECAUSTRO construyó la central hidroeléctrica Ocaña (26 MW), la cual se encuentra en operación comercial desde el 15 de marzo del año 2012, despachando actualmente su energía hacia la subestación N° 18 de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (CENTROSUR) en el cantón Cañar.

Por otra parte, el cantón La Troncal, perteneciente a la provincia del Cañar y zona de atención de la empresa eléctrica CENTROSUR, actualmente es abastecida a través de la línea de subtransmisión de 69 kV proveniente de CNEL Milagro a través de la línea El Triunfo - La Troncal, siendo fin de línea desde CNEL Milagro, por tanto, se tienen parámetros de tensión fuera de los límites establecidos ($\pm 5 \%$), lo cual provoca una mala calidad de energía eléctrica.

Por lo antes mencionado, ELECAUSTRO frente a la necesidad de mejorar la calidad de servicio eléctrico a los habitantes del cantón La Troncal, y teniendo en cuenta las políticas generadas desde el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER); se ha comprometido con la ciudadanía y ha planteado un proyecto para interconectar la central hidroeléctrica Ocaña con la subestación N°



50 “La Troncal”, propiedad de la empresa eléctrica CENTROSUR, mediante una línea de transmisión a 69 kV doble circuito de 20,5 km.

Dicha línea de transmisión, que en un futuro además permitiría la interconexión con la subestación de TRANSELETRIC (230/138/69 kV) y con la segunda central de generación a construirse en la zona ubicada en el sitio denominado “La Unión” (a la que se ha denominado “Ocaña II”), que estaría ubicado aproximadamente 6 km debajo de la central hidroeléctrica Ocaña abriendo la línea Ocaña – La Troncal.

La línea de transmisión Ocaña – La Troncal debe estar provista de un sistema de protecciones, lo cual es necesario para garantizar seguridad, confiabilidad y la adecuada operación de una línea de transmisión, garantizando un nivel de continuidad adecuado.

Para lograr un nivel de continuidad deseado, el estudio deberá partir de los datos técnicos de los elementos conectados en la central Ocaña, para así poder realizar un modelo de la red que permita realizar los cálculos de flujos de potencia y cortocircuitos requeridos en este estudio.

El objetivo de los estudios indicados es determinar los parámetros de operación de la red para lograr una adecuada y coordinada operación de los diferentes equipos de protección, y con ello poder realizar el ajuste y coordinación de las protecciones, considerando las características de configuración de los dispositivos de protección a ser utilizados.

1.2. Alcance

El presente proyecto de investigación contempla la reconfiguración de la base de datos, cambiando los parámetros de: demanda, generadores, transformadores y líneas de transmisión con el fin de modelar el nuevo sistema con parámetros adaptados a las necesidades eléctricas de la subestación Ocaña I. Dicha reconfiguración constituirá el modelo necesario para la realización de los estudios requeridos para el análisis de la red.



El segundo capítulo corresponde al estudio de flujos de potencia del sistema, el cual permite analizar y verificar la cargabilidad de los elementos, pérdidas, niveles de tensión en las barras, flujos de potencia activa y reactiva de los generadores y las líneas que se interconectan con las redes de subtransmisión de CENTROSUR y CNEL Milagro. Además, se realiza el estudio de cortocircuitos y los cálculos pertinentes, necesarios para definir los parámetros para la actualización de los ajustes en los relés de protección existentes de la central hidroeléctrica Ocaña I y línea de transmisión Ocaña - Cañar, así como el ajuste de protecciones de la línea Ocaña – La Troncal y su coordinación.

El tercer capítulo presenta las especificaciones técnicas para la integración de las dos bahías a la subestación Ocaña, tanto del equipo eléctrico como del equipo mecánico. Para ello se ha seleccionado el equipo de corte y maniobra en base a los datos adquiridos del estudio de cortocircuitos.

En el cuarto capítulo se ha realizado el diseño de la ampliación de la subestación Ocaña en donde se realiza el diseño de la malla puesta a tierra, apantallamiento de la subestación Ocaña y coordinación de aislamiento de la subestación en el cual se determinan las sobretensiones representativas, las tensiones de coordinación, tensiones requeridas y las tensiones estándar, selección del pararrayo y obra civil necesaria para la mencionada ampliación.

En el quinto capítulo, de acuerdo con los resultados del estudio de flujos de potencia y cortocircuitos, se ha realizado la configuración de las protecciones de la línea Ocaña - La Troncal; se describe la situación actual de la coordinación de protecciones de la central y línea de transmisión de Ocaña – Cañar, así como el criterio que se utilizó para el ajuste de protecciones de la línea de transmisión Ocaña - La Troncal.

En el sexto capítulo, se presenta el alcance de la integración al sistema SCADA de la línea de transmisión Ocaña – La Troncal, en el cual se describe la situación actual del sistema SCADA de la central junto con la línea de transmisión Ocaña – Cañar y, posteriormente, se propone la integración al sistema SCADA para la nueva línea de transmisión Ocaña - La Troncal.



Finalmente, en el séptimo capítulo se presenta los costos de ampliación de la subestación, la construcción de la línea de transmisión y la integración al sistema SCADA, cuyo objetivo principal es determinar el monto total de los recursos económicos que se requieren para que el proyecto entre en funcionamiento y analizar el beneficio del mismo.

De esta manera, a través de la realización de este estudio de diseño para la ampliación de la subestación Ocaña I se pretende alcanzar los siguientes puntos:

- Determinar la mejora de los niveles de tensión dentro de los límites deseados para el cantón La Troncal en la S/E N° 50, así como en los alimentadores asociados.
- Ubicar las dos nuevas posiciones de bahía junto con su equipo de protección, corte y maniobra para la ampliación de la subestación.
- Especificar los equipos de maniobra y control para la ampliación de la subestación.
- Diseñar las nuevas canaletas para la ubicación de los tableros de control del sistema SCADA.
- Análisis de los estudios de flujos de potencia, cortocircuitos, simulados en el software “Digsilent PowerFactory”.
- Realizar la selección y coordinación de las protecciones para la subestación Ocaña y la línea de transmisión Ocaña – La Troncal, incluyendo zonas de influencia.
- Delinear el alcance de la integración al sistema SCADA del sistema de control y de protección de la línea de transmisión Ocaña - La Troncal.
- Evaluar el beneficio que se obtendrá al integrar la nueva línea de transmisión Ocaña – La Troncal.

1.3. Justificación

Durante los últimos años nuestro país ha vivido importantes cambios en los contextos económico, social, político y cultural. En este proceso, la energía eléctrica no podía quedar atrás y ha sido testigo de importantes cambios producidos por proyectos públicos, y otros de aprovechamiento de la energía



renovable.

Estos grandes proyectos orientados a la generación, transmisión y distribución, le han dado soporte a la línea de transmisión y, por supuesto, han incrementado la demanda a nivel nacional, regional y a nivel de sistema de distribución, como es el caso de CENTROSUR y CNEL Milagro. De la misma manera, estos grandes proyectos han hecho evidente la necesidad de realizar una restructuración de las redes de distribución y transmisión para cubrir dicha demanda.

En el caso específico del sistema eléctrico de CNEL Milagro, ubicado en el cantón La Troncal, se han evidenciado problemas en la red de subtransmisión, debido a que esta red contiene niveles de tensión bajos y situaciones como líneas de transmisión que salen de servicio debido a la sobrecarga y los cortocircuitos. Esto se debe a que existe un único abastecimiento de energía eléctrica contenida en una subestación de 230 kV donde la energía debe recorrer varios kilómetros para llegar al punto de los consumidores, lo cual ocasiona que el servicio sea de mala calidad.

Por esta razón se ha visto conveniente realizar el estudio para la implementación de la línea de transmisión Ocaña - La Troncal en la central hidroeléctrica Ocaña I, con lo cual se aportarían beneficios económicos, sociales y ambientales a los habitantes de la zona. Así, por ejemplo, este proyecto ayudaría a mejorar los niveles de tensión en el sistema de La Troncal de CNEL Milagro, y aumentaría la confiabilidad del sistema.

Por lo tanto, para brindar energía eléctrica al cantón La Troncal, es necesario ampliar la subestación Ocaña implementando dos “bahías” en la subestación, en donde ingresarían las dos ternas de líneas de transmisión Ocaña - La Troncal.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Diseñar la ampliación de la subestación Ocaña I, para la integración de la línea de transmisión de la central hidroeléctrica Ocaña I – Ocaña II (La Unión) – La



Troncal a 69 kV.

Realizar la selección y coordinación de las protecciones para la subestación y la línea de transmisión, incluyendo zonas de influencia, y delinear el alcance de la integración al sistema SCADA del sistema de control y de protección de la línea de transmisión Ocaña - La Troncal.

1.4.2. Objetivos específicos

- Actualizar los elementos eléctricos y las demandas de la base de datos DigSILENT PowerFactory para los respectivos análisis de flujos de potencia y cortocircuitos.
- Evaluar las características de operación de la red, previo a la entrada de funcionamiento de la línea Ocaña – La Troncal.
- Mejorar los parámetros de tensiones, dentro de los límites deseados, del cantón La Troncal como de sus alimentadores asociados
- Realizar el rediseño de puesta a tierra, junto con el apantallamiento y coordinación de aislamiento de la subestación Ocaña.
- Ubicar las dos nuevas posiciones de bahía junto con su equipo de protección, corte y maniobra para la ampliación de la subestación.
- Obtener las especificaciones técnicas para la implementación de la nueva línea de transmisión.
- Diseñar las nuevas canaletas para la ubicación de los tableros de control del sistema SCADA.
- Determinar y presupuestar los equipos necesarios para integrar la línea de transmisión.

1.5. Metodología

El tema de investigación es de tipo exploratorio, descriptivo y proyectivo, puesto que el estudio parte de una situación real para describir las características en que se desarrolla la misma, encontrar los problemas que la ocasionan y proponer soluciones mediante el uso de datos cuantitativos, fórmulas, cálculos y especificaciones técnicas propias de la ingeniería eléctrica.



Para su desarrollo se ha recurrido a la revisión bibliográfica de aportes teóricos - conceptuales en libros, artículos académicos, revistas, entre otros. Además, se ha realizado una revisión documental de reportes de instituciones y especialmente de información provista por la Unidad de Supervisión de Proyectos (USUP) de ELECAUSTRO.

Para el trabajo de campo y levantamiento de datos se ha mantenido contacto directo con el personal técnico de la ELECAUSTRO y CENTROSUR en conjunto con el ingenio azucarero COAZUCAR quienes han brindado la información necesaria para la actualización del modelo de red en DigSILENT. El avance de los estudios ha contado con la supervisión y dirección de ingenieros de la USUP de ELECAUSTRO. Finalmente, como instrumento principal, se ha utilizado programas tales como: AUTOCAD para el diseño de pórticos, canaletas, etc. y DigSILENT PowerFactory para realizar análisis de flujos de potencia y cortocircuitos requeridos para el estudio de coordinación de protecciones.



CAPÍTULO II

ESTADO ACTUAL DE LA CENTRAL OCAÑA, ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITO

2.1. Introducción

2.1.1. Centrales hidroeléctricas

Desde que el hombre descubrió la manera de obtener electricidad, la energía renovable más aceptada y menos contaminante, ha sido la energía hídrica. A partir de entonces, se han creado varias centrales hidroeléctricas de diferentes tipos con la finalidad de obtener y proveer energía al menor costo posible.

Las centrales hidroeléctricas son de gran interés porque representan el mecanismo para el proceso de transformación y aprovechamiento de energía útil, utilizando una fuente natural virtualmente inagotable. Para ello las centrales hidroeléctricas toman uso de la energía de los ríos y ponen en funcionamiento las turbinas que mueven un generador eléctrico. De acuerdo con Sáenz (2015) “una central hidroeléctrica es una instalación que permite aprovechar las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos para transformarlas en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a los alternadores”.

De acuerdo con la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) (2015) en su documento “inventario de recursos energéticos del Ecuador con fines de producción eléctrica”, las centrales hidroeléctricas se clasifican en:

- Grandes centrales hidroeléctricas: potencia mayor o igual a 50 MW
- Medianas centrales hidroeléctricas: potencia entre 10 MW y 49,99 MW.
- Pequeñas centrales hidroeléctricas: potencia entre 1 MW y 9,99 MW.
- Mini centrales hidroeléctricas: potencia entre 100 kW y 999,99 kW.
- Micro centrales hidroeléctricas: potencia entre 5 kW y 99,99 kW.
- Pico centrales hidroeléctricas: potencia menor a 5 kW. (pág. 16).

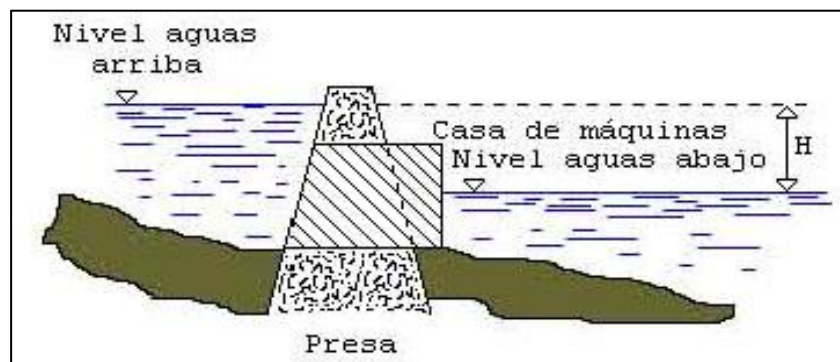
2.1.1.1. Tipos de centrales hidroeléctricas

Los tipos de centrales hidroeléctricas pueden ser varios, puesto que su clasificación dependerá de las características del terreno donde se sitúe la central, además que esto condiciona mayormente su diseño. De acuerdo con García (2001), se pueden distinguir tres modelos básicos de centrales hidroeléctricas:

- a. **Centrales de paso:** es aquella en la que no existe una acumulación apreciable de agua. En una central de este tipo, las turbinas deben aceptar el caudal del río tal y como viene, con sus variaciones de estación en estación. Si no se es capaz de aprovechar toda el agua, la sobrante se pierde por rebosamiento, por lo que este tipo de central requiere un caudal suficientemente constante para asegurar una potencia determinada a lo largo del año. (García, 2001).

El desnivel de aguas suele ser reducido y la casa de máquinas forma parte de la misma presa, tal como se muestra el siguiente esquema:

Figura 1. Esquema de una central de paso



Fuente: (García, 2001)

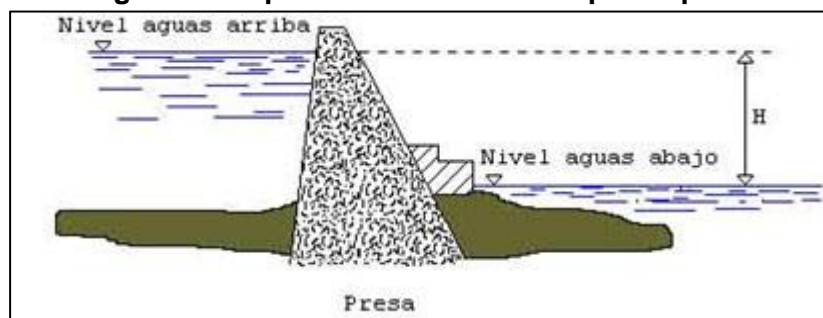
- b. **Centrales de embalses:** se almacena un volumen considerable de aguas arriba de las turbinas, mediante la construcción de una o más presas que forman lagos artificiales. El embalse permite graduar la cantidad de agua que pasa por las turbinas. Con el embalse puede producirse energía eléctrica durante todo el año, aunque el río se seque completamente durante algunos meses, lo cual sería imposible con una central de paso.

Estas centrales exigen, generalmente, una inversión de capital cinco veces más que aquellas de agua fluyente. (García, 2001)

Dentro de estos tipos existen centrales como:

- ✓ **Centrales a pie de presa:** en un tramo de río con un desnivel apreciable se construye una presa de una altura determinada. La sala de turbinas está situada al pie de la presa. (García, 2001)

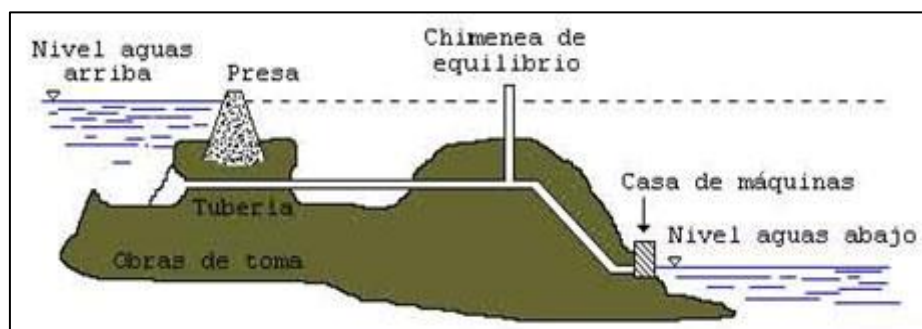
Figura 2. Esquema de una central a pie de presa



Fuente: (García, 2001)

- ✓ **Centrales por derivación del agua:** La toma de agua se ubica en el lugar apropiado por la topografía del terreno, y el líquido se lleva por medio de tuberías a presión hasta las proximidades de la casa de máquinas. Allí se instala la chimenea de equilibrio, a partir de la cual la conducción tiene un declive más pronunciado, antes de ingresar finalmente en la casa de máquinas. La chimenea de equilibrio es un simple conducto vertical que asegura que la energía cinética del agua en la conducción se libere y se transforme en energía potencial al cerrar las válvulas de la central. (García, 2001)

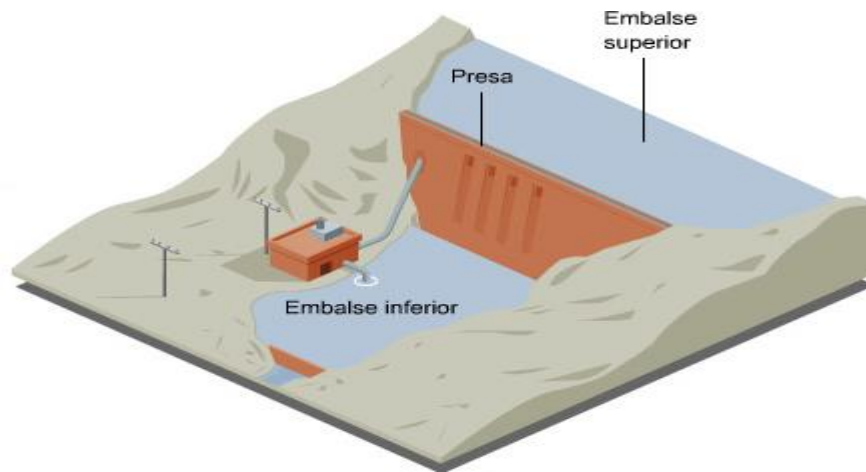
Figura 3. Esquema de una central por derivación de agua



Fuente: (García, 2001)

- c. **Centrales de bombeo o reversibles:** son un tipo especial de centrales que hacen posible un uso más racional de los recursos hídricos. Disponen de dos embalses situados a diferente nivel. Cuando la demanda diaria de energía eléctrica es máxima estas centrales trabajan como una central convencional: el agua cae desde el embalse superior haciendo girar las turbinas y después queda almacenada en el embalse inferior. Durante las horas del día de menor demanda, el agua es bombeada al embalse superior para que vuelva a su ciclo productivo. (García, 2001)

Figura 4. Esquema de una central de bombeo



Fuente: (Allison, 2014)

2.1.1.2. Ventajas y desventajas de las centrales hidroeléctricas

a. **Ventajas:**

- No necesitan combustibles y son limpias.
- Muchas veces los embalses de las centrales tienen otras utilidades importantes: para riego, como protección contra inundaciones, etc.
- Tienen costos de operación y mantenimiento bajos.
- Las obras de ingeniería que se realizan para construir la central son de larga duración.
- Las turbinas son de fácil control y tienen costos de mantenimiento reducido. (Endesa Educa, 2014)



b. Desventajas:

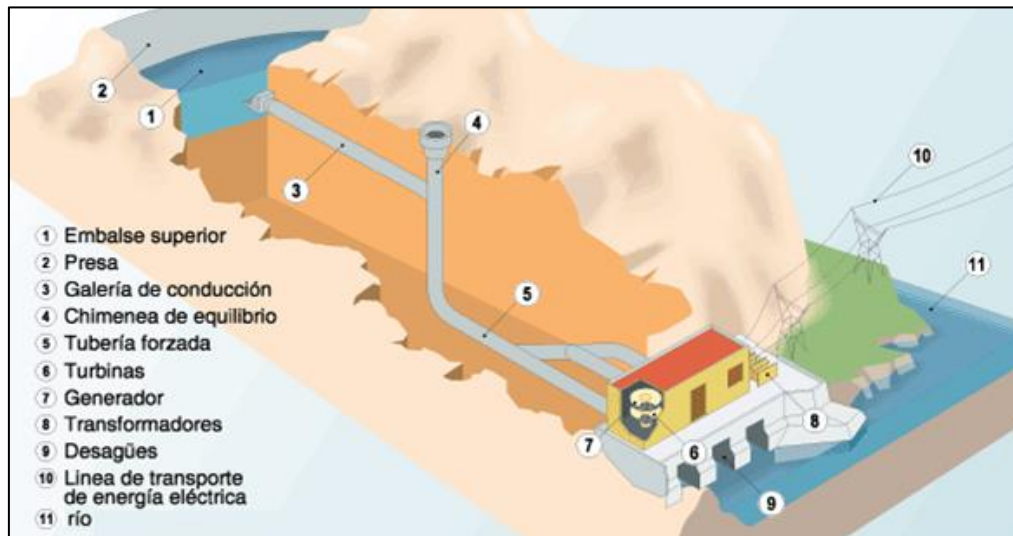
- Los costos de inversión por kilovatio instalado son elevados.
- En general, están situados en lugares lejanos del punto de consumo y, por tanto, las inversiones en infraestructuras de transporte pueden ser elevados.
- El tiempo de construcción es en general más largo que el de otros tipos de centrales como pueden ser las centrales térmicas.
- La generación de energía eléctrica está influenciada por las condiciones meteorológicas y puede variar de estación a estación.
- Los impactos ambientales son importantes en el proceso de construcción y producción. (Endesa Educa, 2014)

2.1.1.3. Funcionamiento de una central hidroeléctrica

El funcionamiento de una central hidroeléctrica empieza cuando la presa, ubicada en el curso de un río, acumula un volumen de agua suficiente para formar un embalse, lo cual permite que el agua alcance una energía potencial que luego se transformará en electricidad. Para lograrlo, la presa debe estar ubicada aguas arriba con una válvula que ayuda a controlar el ingreso del agua a la galería de presión que está situada previa a una tubería forzada que dirige el agua hacia la turbina de la casa de máquinas de la central hidroeléctrica.

El agua a presión de la tubería forzada va transformando su energía potencial en cinética, es decir, va perdiendo fuerza y adquiere velocidad. Al llegar a la casa de máquinas actúa sobre los álabes de la turbina hidráulica, transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido al generador eléctrico, que al girar convierte la energía rotatoria en corriente alterna de media tensión. El agua, una vez que ha cedido su energía, es restituida al río aguas abajo de la central a través de un canal de desagüe. (Ramos, 2013)

Figura 5. Esquema de una central hidroeléctrica



Fuente: (Ramos, 2013)

2.1.2. Subestación

“Una subestación eléctrica es una instalación, o conjunto de dispositivos eléctricos, que forma parte de una línea de transmisión. Su principal función es la transformación, regulación, repartición y distribución de la energía eléctrica” (Sánchez L. , 2015). Por tal razón, toda subestación debe modificar y establecer los niveles de tensión de la infraestructura eléctrica, con la finalidad de que la energía producida pueda ser transportada y distribuida a la población.

Las subestaciones se encuentran generalmente junto a las centrales generadoras y en la periferia de las zonas de consumo. Hoy en día, las subestaciones en las ciudades se ubican al interior de la ciudad o de algún edificio para así ahorrar espacio y reducir la contaminación; mientras que las subestaciones al aire libre son ubicadas a las afueras de las ciudades.

Las subestaciones pueden ser de dos tipos:

- ✓ **Subestaciones de transformación:** “son las encargadas de elevar o disminuir la tensión mediante uno o más transformadores” (Endesa Educa, 2014).
 - En las subestaciones elevadoras, la potencia entregada por los generadores a tensiones medias entre (10 - 30 kV) son



transformadas a niveles de tensión muy superiores para permitir su transmisión económica a las áreas de consumo. En las subestaciones reductoras (115 - 500 kV) se reciben las potencias provenientes de uno o varios centros de generación, para que una vez transformados a nivel de tensión apropiado puedan distribuirse a los usuarios o sub - transmitirse a otras regiones. (Endesa Educa, 2014)

- ✓ **Subestaciones de maniobra:** “son las encargadas de conectar dos o más circuitos y realizar sus maniobras. Por lo tanto, en este tipo de subestaciones no se cambia la tensión” (Endesa Educa, 2014).

2.1.3. Líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son aquellas que conducen la energía desde las centrales eléctricas hacia los centros de consumo:

La energía generada en las centrales eléctricas es conducida hacia los centros de consumo por medio de líneas de transmisión de alta tensión, con valores típicos de operación de 500 kV, 230 kV y 138 kV. Estas líneas generalmente finalizan su recorrido en subestaciones donde inicia la subtransmisión o la denominada transmisión regional a niveles de 230 kV, 138 kV, o 69 kV. Las líneas del sistema de subtransmisión alimentan las denominadas subestaciones de distribución que operan a niveles de 22 kV, 13,8 kV, 6,9 kV, 6,3 kV. (Escobar, 2011, pág. 26)

En tal sentido, la red eléctrica se encarga de unir todos los centros generadores de energía eléctrica con sus puntos de consumo, así se consigue el equilibrio entre la cantidad de energía que es consumida y la cantidad de energía producida por las centrales eléctricas.

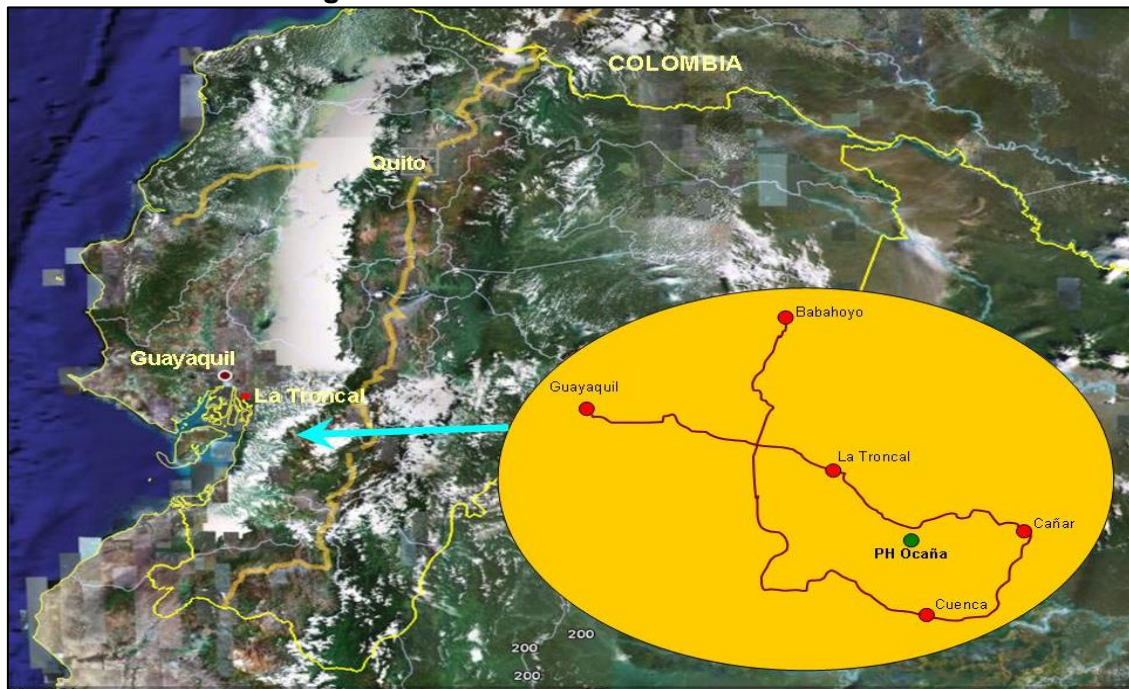
Para poder transportar la electricidad con las menores pérdidas de energía posibles se tiene que elevar su nivel de tensión. Para ello, “las líneas de transmisión están constituidas por un elemento conductor (cobre o aluminio) y por los elementos de soporte (torres de alta tensión), las cuales conducen la

corriente eléctrica, una vez reducida su tensión hasta la red de distribución” (Endesa Educa, 2014).

2.2. Generalidades de la central Ocaña

La central hidroeléctrica Ocaña fue construida en la parroquia San Antonio de Paguancay del cantón Cañar, cuya ubicación se ilustra en la siguiente figura:

Figura 6. Ubicación de la central Ocaña



Fuente: (ELECAUSTRO, 2012)

La central hidroeléctrica Ocaña cuenta con una potencia instalada de 26 MW que permite una producción de energía media de 203.099 MWh/año. “Esta infraestructura, que utiliza el caudal del río Cañar, tuvo una inversión aproximada de 65 millones de dólares, y fue construida, en un 98%, con mano de obra ecuatoriana” (ELECAUSTRO, 2012).

La central hidroeléctrica Ocaña es una central a filo de río compuesta por obras de captación, desripador, desarenador, túnel de conducción, reservorio de regulación, chimenea de equilibrio, tubería de presión, una casa de máquinas con dos turbinas y dos generadores de 13 MW cada uno, subestación de elevación y línea de transmisión.



La central se encuentra ubicada a 845 msnm y forma parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI), al cual aporta con una longitud de 41 kilómetros de línea de transmisión a 69 kV, convirtiéndola en una planta con capacidad para proveer energía eléctrica a aproximadamente 300.000 habitantes de la zona del Austro.

De acuerdo al informe de ELECAUSTRO (2012), la central hidroeléctrica Ocaña permitirá reemplazar una parte de la generación térmica, que actualmente es de aproximadamente 10,7 millones de galones de gasolina y 2,1 millones de diésel por año.

2.3. Descripción general de la central Ocaña

2.3.1. Funcionamiento de la central hidroeléctrica Ocaña

El funcionamiento de la central hidroeléctrica Ocaña empieza desde el azud, ubicado en el río Cañar, el cual cumple la función de levantar el nivel de agua a fin de garantizar la derivación requerida y evitar interrupciones de servicio por erosión durante las grandes riadas. Junto a este azud existe un canal que permite el paso de un caudal ecológico de $0,537 \text{ m}^3/\text{s}$ hacia el cauce normal del río.

Una vez que se obtiene la derivación, este caudal se traslada a la obra de captación que contiene una compuerta radial de purga para la evacuación de sedimentos pues el agua debe pasar por equipos delicados como válvulas y turbinas. En este tramo el agua aún continúa con sólidos gruesos, por lo que antes de llegar a la cámara o tanque de presión, pasará por desarenadores y desripiadores para asegurar agua completamente libre de sedimentos. (Proyecto Hidroeléctrico Ocaña, 2009)

Al final del desarenador se encuentra una cámara de descarga que se encarga de presurizar el sistema hidráulico de conducción en los casos de limpieza del reservorio cuando no puede operar el tanque de carga principal. En condiciones normales la generación eléctrica cuenta con una reserva de energía a través de la acumulación de agua en el reservorio para, de esta manera, conseguir una

regulación horaria del caudal dada la variación de carga existente; mientras que, a la salida de este reservorio se encuentra un tanque de carga principal que funciona de manera permanente para garantizar la presurización del sistema. A la salida del tanque de presión principal está ubicada la tubería de presión, la cual se dirige a la chimenea de equilibrio que permite la interconexión de las obras de captación con el portal del túnel. La chimenea de equilibrio ejerce la doble función de suministrar el gasto pedido por aumento de carga y absorber la onda de presión, positiva o negativa, además de acortar la longitud efectiva de la tubería en que tienen lugar las variaciones de presión, todo este caudal obtenido hasta el momento es de baja presión, por lo que al final de la chimenea está la tubería de alta presión, en la cual la energía potencial del agua se irá transformando en energía cinética, es decir, va perdiendo fuerza y adquiere velocidad.

Al llegar a la casa de máquinas el agua actúa sobre los álabes de la turbina transformando su energía cinética en energía mecánica de rotación. El eje de la turbina está unido al generador eléctrico que al girar convierte la energía rotatoria en energía eléctrica. Una vez que el agua haya cedido su energía, es devuelta al curso del río por medio de un canal de desagüe.

2.3.2. Características técnicas

Las características técnicas de la central Ocaña se presentan a continuación:

Tabla 1. Características técnicas

Descripción	Características
Ubicación	Recinto Javín, parroquia San Antonio, cantón Cañar, provincia del Cañar
Aprovechamiento	Curso medio del río Cañar, entre cotas 845 msnm y 458,50 msnm
Potencia instalada	26 MW
Energía anual producida	203.099 MWh/año
Número de unidades	2
Caudal medio de la central	18 m ³ /s
Caudal mensual garantizado (90 %)	4,8 m ³ /s
Factor de planta	0,9 basados en 30 años de estudios hidrológicos

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

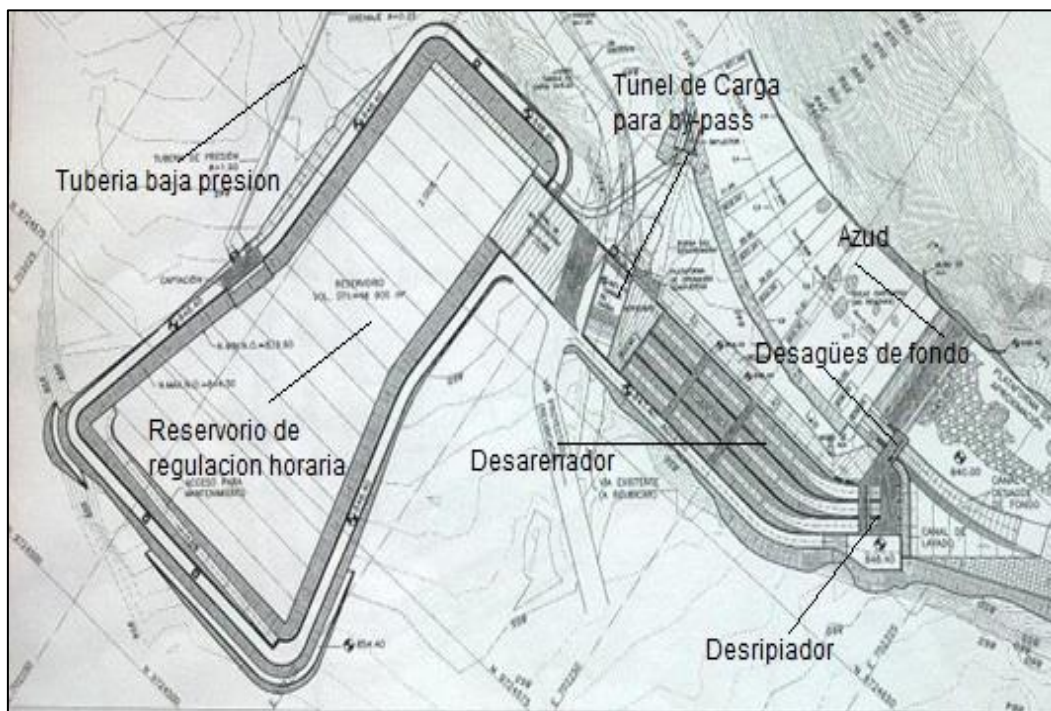
2.3.3. Obras de toma

En una central hidroeléctrica, la toma de agua es importante porque ahí permite dar el uso adecuado al agua, así como mejorar la operación y el cuidado de las turbinas. Esta obra consta de: derivación, azud de hormigón, desagüe de fondo, captación, desripiador, desarenador y tanque de carga para by - pass.

La derivación consiste de un azud de hormigón de 5,00 m de altura, con perfil tipo “creager” de 37,20 m de longitud de corona, diseñado para evacuar un caudal máximo de $476 \text{ m}^3/\text{s}$, y tiene incorporada una escalera para peces. Los dos desagües de fondo se ubican junto al azud, para permitir el lavado y tránsito del material depositado aguas arriba. La captación está ubicada en el margen izquierdo y está conformado por el canal de lavado de la captación, la rejilla y la cámara de paso.

El desripiador está ubicado a continuación de la rejilla de la captación y está equipado con una compuerta de $0,80 \text{ m} \times 0,80 \text{ m}$, inmediatamente se encuentra la transición hacia los desarenadores. Estos desarenadores, permiten la decantación de partículas de hasta $0,2 \text{ mm}$ de diámetro.

Figura 7. Obras de toma



Fuente: Unidad de Supervisión de Proyectos de ELECAUSTRO

Figura 8. Captación agua



Fuente: Unidad de Supervisión de Proyectos de ELECAUSTRO

2.3.4. Reservorio de regulación horaria

El reservorio de regulación horaria tiene como objetivo almacenar agua para ser utilizada en horas pico debido a los caudales bajos que se pueden presentar. Este reservorio está ubicado inmediatamente aguas abajo de la obra de captación luego del desarenador. La limpieza y purga del reservorio se hace por medio de un canal que cuenta con una compuerta de 1,80 m x 2,16 m.

Las características básicas de este reservorio se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2. Datos reservorio

Reservorio	Dimensiones	Largo = 137,00 m; ancho = 89,00 m; altura = 7,60 m a 10,64 m
	Niveles(msnm)	Nmax=846,13; Nnor=844,62; Nmin=840,50; Nmuerto=839,60
	Volumen (m³)	Vmax=82.634; Vnor=64.708; Vmin=20,820; Vmto=12.377
	Revestimiento	Piso y taludes: geotextil, geo membrana y capa de hormigón

Fuente: levantamiento de información de campo
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Figura 9. Reservorio de regulación horaria

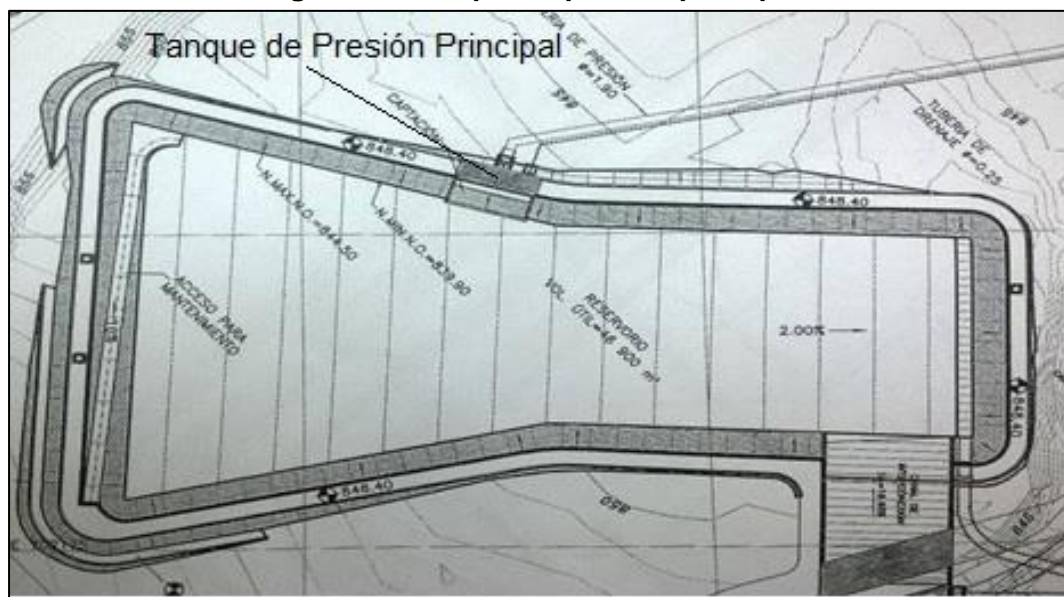


Fuente: Unidad de Supervisión de Proyectos de ELECAUSTRO

2.3.5. Tanque de presión principal

El tanque de presión principal sirve para garantizar la presurización total del sistema de conducción y evitar cualquier tipo de desnivel de presión. Este tanque principal se encuentra ubicado entre el reservorio y la tubería de baja presión. Está equipado con una rejilla a la entrada constituida por cuatro módulos de 2,90 m x 2,35 m cada uno; además, cuenta con una compuerta de 1,90 m x 1,90 m, mientras que las dimensiones de la tubería de presión son: altura = 13,00 m; longitud = 15,00 m; ancho = 12,00 m.

Figura 10. Tanque de presión principal



Fuente: Unidad de Supervisión de Proyectos de ELECAUSTRO

2.3.6. Conducción, chimenea de equilibrio, tubería de presión

La alimentación del agua hacia las turbinas se hace mediante un sistema de conducción a presión que va desde la toma en el reservorio hasta la chimenea de equilibrio. Este sistema comprende un tramo inicial de 144,05 m de tubería de acero de 1,90 m de diámetro interno.

La chimenea de equilibrio es un pozo de presión de las turbinas que se utilizan para evitar el llamado golpe de ariete, que se produce cuando hay un cambio repentino de presión debido a la apertura o cierre rápido de las válvulas. Esta es subterránea con orificio restringido, conformada por una galería de conexión de varios metros de longitud. (Endesa Educa, 2014)

Por su parte, la tubería de presión es aquella que se encarga de brindar estabilidad y velocidad al agua. Esta tubería es de acero, tiene una longitud de 1.083,95 m hasta el bifurcador (separador), el diámetro varía de 1,90 m a 1,6 m. Está diseñada para conducir un caudal de 8,20 m³/s con una velocidad máxima de 4,08 m/s.

La tubería de presión presenta las siguientes características técnicas:

Tabla 3. Características conducción

Túnel de conducción	Tipo baúl	L=6.397,55 m, h=3,05 m, b(ancho)=2,70 m, r=1,35 m
	Revestimiento	Solera=horm. conv; bóveda y hastiales=horm. lanzado
Chimenea de equilibrio	Tipo	Subterránea con galería de conexión y orificio restringido.
	Dimensiones pozo	L = 45,28 m; di = 3,80 m; dorif = 1,14 m, horif = 0,51 m
	Revestimiento	Hormigón estructural sobre cerchas de acero
Tubería de presión	Tipo/dimensiones	Acero / L = 1 085,9 m; d = 1,90 m a 1,60 m; e = 7 a 24 mm
	Ramales 1 y 2	Acero; L = 14,70 m c/u; di = 1,10 m a 0,80 m

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Figura 11. Conducción, chimenea de equilibrio



Fuente: Unidad de Supervisión de Proyectos de ELECAUSTRO

2.3.7. Casa de máquinas

En la casa de máquinas se ubican los grupos de generadores eléctricos, así como, los equipos auxiliares. La casa de máquinas está diseñada en tres niveles: piso de válvulas, piso principal y piso de mando y control. En un área aproximada de 660 m² se aloja a los dos grupos turbina - generador y todos sus equipos auxiliares. Las dimensiones son: alto=21,15 m (desde piso), ancho =24,60 m (en piso principal) y longitud=26,75 m (en piso principal).

Figura 12. Casa de máquinas



Fuente: Unidad de Supervisión de Proyectos de ELECAUSTRO

2.4. Descripción de la subestación Ocaña I, línea de transmisión y sistema de protección

2.4.1. Subestación Ocaña I

Ante la necesidad de transportar grandes cantidades de energía a través de distancias largas, se utilizan transformadores de potencia que se encargan de elevar el valor de tensión en la salida de los generadores a un valor mucho mayor, al mismo tiempo reducen el valor de la corriente, logrando el transporte de energía por conductores delgados con pérdidas moderadas.

La energía eléctrica generada por la central Ocaña I es transportada mediante dicha subestación por medio de cables de cobre aislados hasta los dos transformadores de elevación de 15 MVA, con una relación de transformación de 13,8/69 kV cada uno.

Figura 13. Subestación central Ocaña



Fuente: unidad de supervisión de proyectos de ELECAUSTRO

2.4.2. Línea de transmisión incorporada a la subestación

La energía producida en la central actualmente se dirige hacia la subestación N°18 (Cañar), propiedad de la empresa eléctrica CENTROSUR, mediante una línea de transmisión a 69 kV de doble terna con un cable ACAR 500 MCM y 42,0 km de longitud. Tanto en la subestación Ocaña como en la de Cañar se instalaron los transformadores de medición (corriente y potencial), y el

registrador para la información comercial se encuentra en la subestación Cañar, de acuerdo con la regulación CONELEC 004/03 “sistemas de medición comercial para los agentes del MEM”.

Figura 14. Línea de transmisión Ocaña - Cañar



Fuente: Unidad de Supervisión de Proyectos de ELECAUSTRO

2.4.3. Sistemas de protección

Se utilizan en los sistemas eléctricos de potencia para evitar o minimizar los daños de equipos o instalaciones por causa de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada. Los sistemas de protección deben aislar la parte donde se ha producido la falla, buscando perturbar lo menos posible la red, limitar el daño al equipo fallado, minimizar la posibilidad de un incendio, minimizar el peligro para las personas, minimizar el riesgo de daños de equipos eléctricos adyacentes. (DEMSA, 2015)

El sistema de protección eléctrica de la central hidroeléctrica Ocaña está basado en relés de protección digital multifunción y auto - supervisada (con contactos de vigilancia “Watchdog”) de la marca MiCOM para la protección del generador, SIEMENS para protección principal y de respaldo del transformador y línea de transmisión y AREVA ABB para el grupo generador y transformador de servicios auxiliares.

Figura 15. Relé Micom P14X



Fuente: (Schneider Electric, 2015)

2.5. Análisis de flujos de potencia

2.5.1. Introducción

Actualmente, la central hidroeléctrica Ocaña evacua su potencia generada (26 MW y 0 MVAR máxima) hacia la subestación Cañar, pero en el momento que se encuentre operativa la línea Ocaña – La Troncal, cambiará la topología de la red, por tanto, es necesario determinar los parámetros operativos de la central Ocaña, así como las mejores condiciones para la operación de las líneas de transmisión involucradas.

El estudio se desarrolla empleando los parámetros eléctricos de las nuevas instalaciones, de acuerdo con las bases de datos DigSILENT que han entregado CENTROSUR y ELECAUSTRO. La información técnica del tipo de línea a utilizar fue proporcionada por la unidad de supervisión de proyectos perteneciente a ELECAUSTRO. Adicionalmente, se actualizan las demandas máximas, medias y mínimas de los alimentadores tanto de la red de CNEL Milagro como de la red de CENTROSUR.

Para el análisis se considera las siguientes barras: La Troncal 69 kV, COAZUCAR 69 kV, Pino 69 kV, Bucay 69 kV y El Triunfo 69 kV.

La demanda de las cargas para el año 2016 se determinó en la consultoría para el estudio de la línea de transmisión Ocaña - La Troncal, se debió ajustar con tendencias entregadas por la CENTROSUR para determinar las cargas máximas, medias y mínimas.



El análisis de flujos de potencia para los años 2016 y 2021 se realizó para la época lluviosa (enero - junio) produciendo la central Ocaña una generación máxima de 26 MW, y para la época seca (julio - diciembre) produciendo una generación máxima de 13 MW, junto con la generación de COAZUCAR con un aporte de 14,39 MW y 0,815 MVAR que se inyecta a la red en época de zafra (julio - diciembre).

2.5.2. Objetivo

El objetivo principal del análisis de flujos de potencia es evaluar las características de operación de la red previo a la entrada en funcionamiento de la línea Ocaña - La Troncal, para tener como soporte las modificaciones que ocurrirían en el sistema la incorporación de la mencionada línea; así mismo, por medio de los estudios de flujos de potencia se determinarán las mejores condiciones operativas de la central Ocaña y de las líneas de transmisión del sistema involucradas.

2.5.3. Situación del sistema bajo análisis

Para el análisis de flujos de potencia se toman los escenarios de demanda máxima, media y mínima en época lluviosa y seca, además se analiza un caso puntual de la apertura del interruptor que se encuentra entre la subestación El Triunfo 69 kV - Pino 69 kV, el cual desengancharía la zona de La Troncal conjuntamente con la subestación de Bucay de la región costa perteneciente a CNEL Milagro y pasaría a formar parte del sistema de CENTROSUR y ELECAUSTRO.

Las figuras 16 y 17 muestran los diagramas unifilares en el que se analiza la simulación.

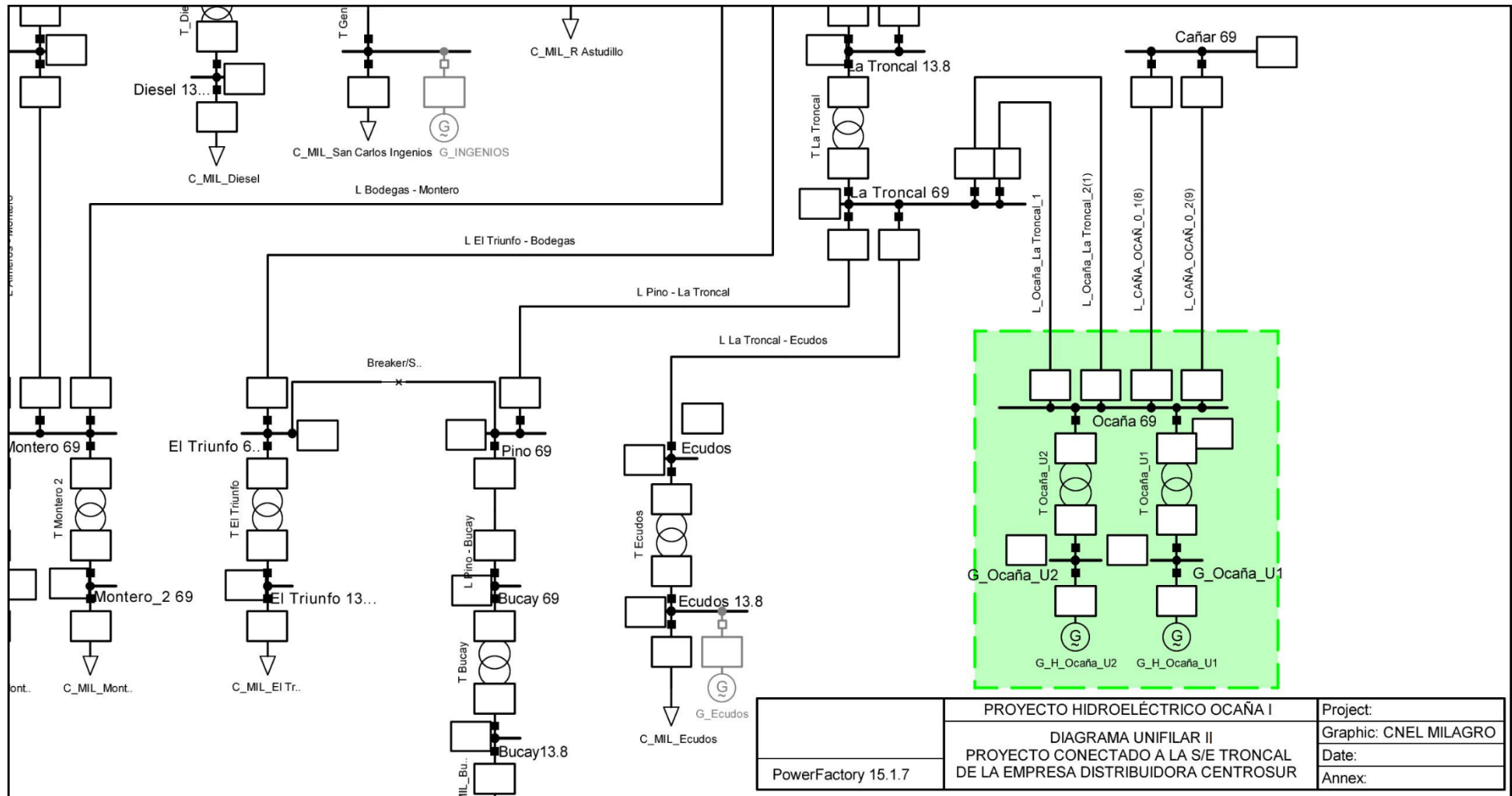


The diagram illustrates the electrical configuration of the Ocaña I Hydroelectric Project. It shows the connection of the project to the La Troncal 13.8 kV bus. Key components include transformers (T), breakers (B), generators (G), and lines (L). A green dashed box highlights the Ocaña I project area. A table at the bottom provides project details.

PowerFactory 15.1.7	PROYECTO HIDROELÉCTRICO OCAÑA I	Project:
	DIAGRAMA UNIFILAR I	Graphic: CNEL MILAGRO
	PROYECTO CONECTADO A LA S/E TRONCAL DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA CENTROSUR	Date:
		Annex:

Henry Calle

Figura 17. Diagrama unifilar con línea de transmisión Ocaña - La Troncal



Fuente: levantamiento de información de campo
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza



2.5.4. Escenarios de operación

Para la operación de la central Ocaña se plantea un escenario en el que la central trabajará con un factor de potencia 0,95 p.u. El factor de potencia planteado de 0,95 se lo ha considerado en función de la recomendación de la norma IEEE Std 1547.2 - 2008 (Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems), el cual recomienda mantener el factor de potencia medido en el punto de acople con la red dentro de un rango dado, para contribuir a mantener los perfiles de tensión dentro de valores aceptables, y además minimizar la frecuencia que el generador quede operando en una isla no intencional.

Los escenarios de operación que se presentan para el análisis de flujos de potencia en demanda máxima, media, mínima, en época seca y época lluviosa son:

a) En 2016

- Antes que ingrese la línea de transmisión Ocaña - La Troncal
- Cuando ingrese la línea de transmisión Ocaña - La Troncal
- Análisis interruptor abierto (Pino - El Triunfo) cuando ingrese la línea de transmisión
- Análisis fuera de operación la línea de transmisión Pino – La Troncal
- Escenario operacional, abierto el interruptor Pino - El Triunfo
 - COAZUCAR trabajando en isla
 - Sin línea de transmisión Ocaña - Cañar
 - Sin generación Ocaña I
 - Con una sola línea Ocaña - Cañar
 - Con una sola línea Ocaña - La Troncal
- Análisis de operación de la central Ocaña

b) En 2021

- Análisis de flujo de potencia en el año 2021 con el interruptor cerrado (El Triunfo - Pino)
- Análisis de flujo de potencia en el año 2021 con el interruptor abierto (El Triunfo - Pino)

2.5.5. Resultados obtenidos

Para el análisis de flujos de potencia se utilizaron las demandas entregadas por los consultores encargados del diseño de la línea Ocaña – La Troncal proyectadas hasta el 2015; con el fin de determinar un adecuado valor presente en el caso de la red CNEL Milagro, se tomó una proyección de crecimiento respecto de ese año del 4,10 % para potencia activa y 4,95 % para potencia reactiva para el 2016; para el año 2021 se tomó un incremento de 24,98 % de potencia activa y 31,25 % en potencia reactiva

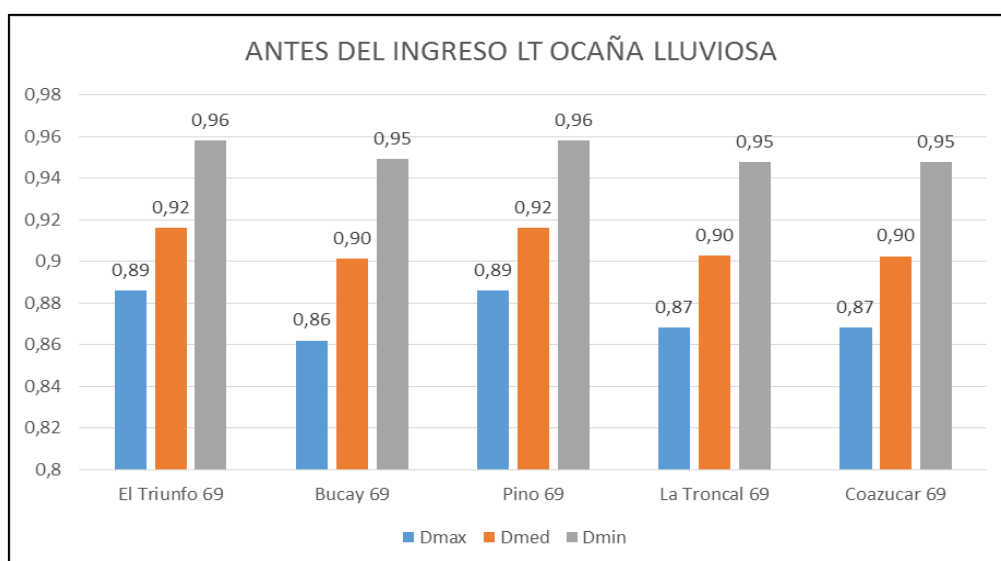
A continuación, se muestran los resultados antes que ingrese la línea de transmisión, cuando ingrese la línea de transmisión, el análisis para el año 2021 y las contingencias. Estos casos se analizan con escenarios en demanda máxima, media y mínima en época seca y en lluvia, así como el análisis del interruptor abierto de la línea Pino – La Troncal.

2.5.6. Análisis en el año 2016

2.5.6.1. Antes que ingrese la línea de transmisión Ocaña - La Troncal (caso base)

Niveles de tensión

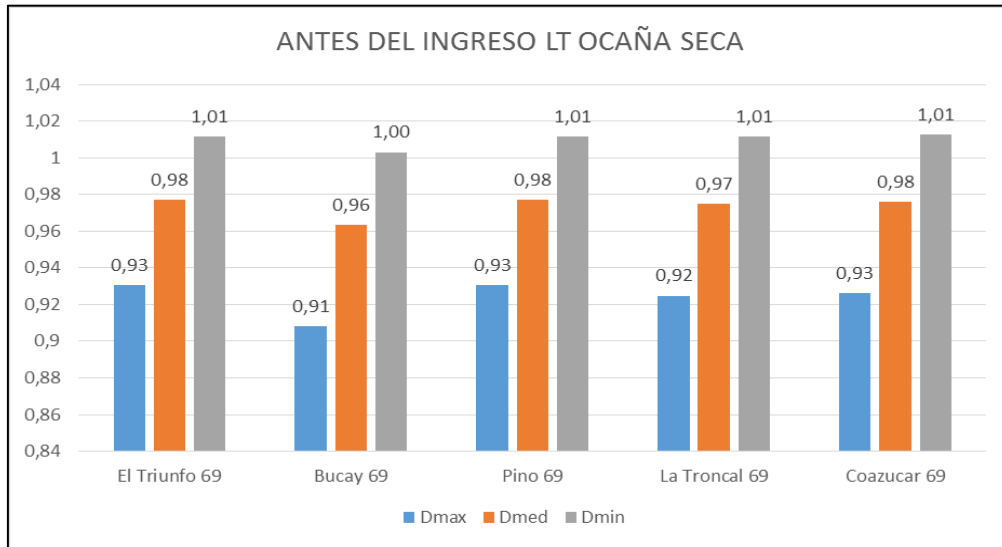
Gráfico 1. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 2. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por las líneas de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 4. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,63	19,29	136,66	1,79	5,23	12,63	58,03	1,11	3,55	8,13	23,69	0,67
L Pino - La Troncal	14,77	37,10	194,40	1,32	12,04	28,97	118,41	0,98	10,11	23,10	75,23	0,74
L La Troncal - Coazucar	1,00	1,78	0,11	0,01	1,00	1,71	0,10	0,01	1,00	1,63	0,09	0,01
L CAÑA_OCAÑA_0_2	-12,79	18,85	169,70	1,33	-12,79	18,84	169,56	1,33	-12,80	18,79	168,68	1,32
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-12,79	18,85	169,70	1,33	-12,79	18,84	169,56	1,33	-12,80	18,79	168,68	1,32
L Ocaña - La Troncal_2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L Ocaña - La Troncal_1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 5. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	3,407	4,588	8,151
Bucay 69	4,556	5,319	10,117
Pino 69	3,407	4,588	8,151
La Troncal 69	3,965	4,985	9,148
Coazucar	3,967	4,987	9,152
Cañar 69	0,185	0,155	0,340

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 6. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,62	18,27	122,37	1,61	5,22	11,80	50,46	0,97	3,54	7,69	21,10	0,60
L Pino - La Troncal	3,74	10,39	14,60	0,39	-3,05	9,71	12,85	0,42	-4,94	11,49	18,33	0,37
L La Troncal - Coazucar	-13,98	22,35	17,40	0,12	-13,98	21,21	15,67	0,11	-13,99	20,45	14,56	0,10
L CAÑA OCAÑA_0_2	-6,44	9,63	43,55	0,68	-6,44	9,61	43,34	0,67	-6,44	9,60	43,26	0,67
L CAÑA OCAÑA_0_1	-6,44	9,63	43,55	0,68	-6,44	9,61	43,34	0,67	-6,44	9,60	43,26	0,67
L Ocaña - La Troncal_2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L Ocaña - La Troncal_1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 7. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	4,992	3,518	8,685
Bucay 69	6,079	4,122	10,452
Pino 69	4,992	3,518	8,685
La Troncal 69	5,411	3,754	9,368
Coazucar	5,400	3,747	9,349
Cañar 69	0,403	0,017	0,386

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

De la evaluación se desprende que el nivel de tensión más bajo en la barra La Troncal es de 0,87 p.u. para demanda máxima en época lluviosa.

El nivel de tensión más bajo es en época lluviosa, donde no genera energía la central COAZUCAR, teniendo un nivel de tensión para demanda máxima de 0,86 p.u. en la barra de la subestación Bucay; para la época seca donde inyecta potencia COAZUCAR el nivel de tensión más bajo es de 0,91 p.u. en demanda máxima para la misma barra.0

La línea Pino – La Troncal tiene un flujo de potencia de 14 MW (cargando el 37,10 % de la capacidad de la línea) en época lluviosa, la cual, en esta condición, no se tiene la generación de COAZUCAR.

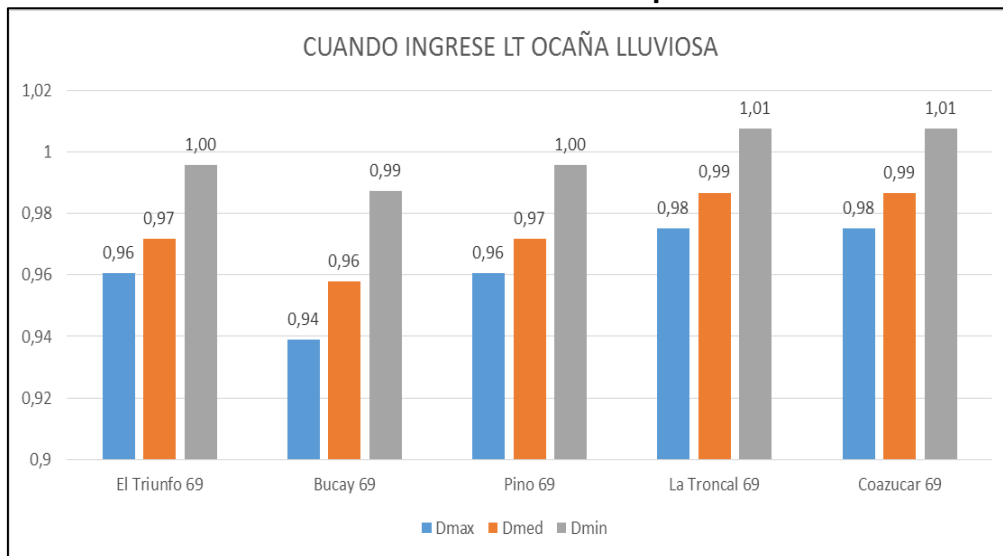
En cuanto al factor de relación de tensiones, para cumplir con los parámetros de calidad de servicio que demanda la regulación No. CONELEC – 004/01 (calidad del servicio eléctrico de distribución), dicha relación no debe ser superior al 5 %. Se puede apreciar que las relaciones entre Dmin/Dmax son superiores al

9 % en la barra de las subestaciones La Troncal y Bucay, lo cual presenta un perfil de tensión que no permite cumplir con los límites de calidad, incluso con cambios de taps de los transformadores.

2.5.6.2. Cuando ingresen la línea de transmisión Ocaña - La Troncal (interruptor cerrado)

Niveles de tensión

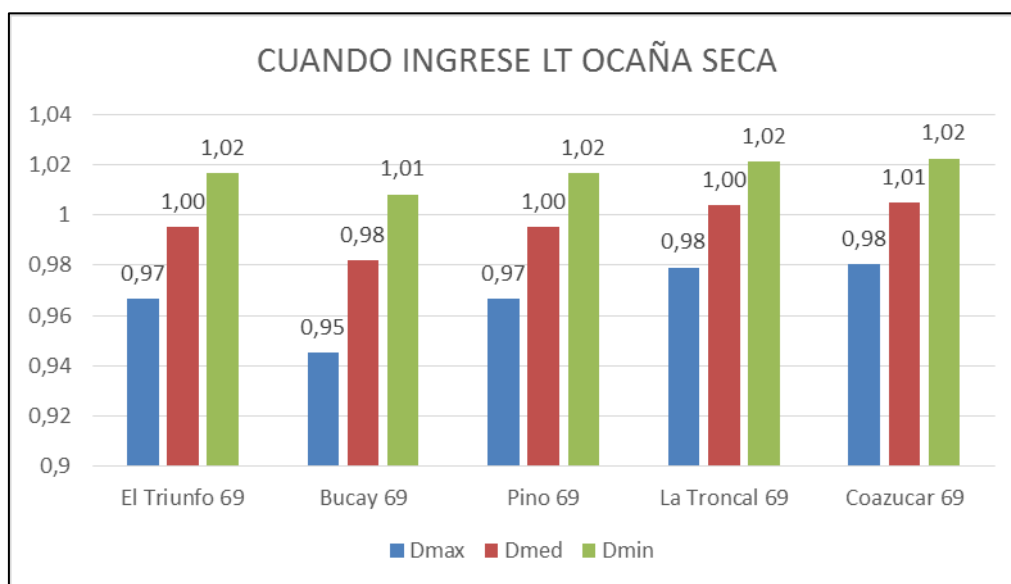
Gráfico 3. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 4. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 8. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L.Pino - Bucay	7,61	17,65	114,01	1,50	5,22	11,87	51,05	0,98	3,54	7,81	21,82	0,62
L.Pino - La Troncal	-35,94	79,79	902,11	2,51	-39,92	88,08	1099,06	2,75	-35,91	77,76	856,43	2,39
L.La Troncal - Coazucar	1,00	1,58	0,09	0,01	1,00	1,56	0,08	0,01	1,00	1,53	0,08	0,01
L.CAÑA_OCAÑA_0_1	13,37	20,41	197,32	1,48	14,17	21,85	225,65	1,59	10,91	17,82	147,85	1,35
L.CAÑA_OCAÑA_0_2	13,37	20,41	197,32	1,48	14,17	21,85	225,65	1,59	10,91	17,82	147,85	1,35
L.Ocaña - La Troncal_1	26,13	39,19	420,68	1,61	26,91	39,98	437,65	1,63	23,73	34,74	330,02	1,39
L.Ocaña - La Troncal_2	26,13	39,19	420,68	1,61	26,91	39,98	437,65	1,63	23,73	34,74	330,02	1,39

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 9. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	1,170	2,468	3,666
Bucay 69	2,019	3,052	5,133
Pino 69	1,170	2,468	3,666
La Troncal 69	1,188	2,113	3,326
Coazucar	1,188	2,114	3,327
Cañar 69	0,362	1,224	1,590

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 10. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L.Pino - Bucay	7,61	11,57	48,49	0,64	5,22	11,53	48,17	0,92	3,54	7,65	20,88	0,59
L.Pino - La Troncal	-33,20	57,64	470,23	1,42	-26,62	62,24	549,11	2,06	-21,53	46,57	306,60	1,42
L.La Troncal - Coazucar	-13,98	20,60	14,78	0,11	-13,99	21,21	15,65	0,11	-13,99	20,25	14,28	0,10
L.CAÑA_OCAÑA_0_1	10,60	9,27	39,02	0,37	5,66	4,87	10,00	0,18	2,02	6,15	15,18	0,75
L.CAÑA_OCAÑA_0_2	10,60	9,27	39,02	0,37	5,66	4,87	10,00	0,18	2,02	6,15	15,18	0,75
L.Ocaña - La Troncal_1	16,96	17,97	88,07	0,52	12,10	20,02	109,41	0,90	8,48	12,80	44,26	0,52
L.Ocaña - La Troncal_2	16,96	17,97	88,07	0,52	12,10	20,02	109,41	0,90	8,48	12,80	44,26	0,52

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 11. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	2,968	2,142	5,173
Bucay 69	3,879	2,687	6,670
Pino 69	2,968	2,142	5,173
La Troncal 69	2,534	1,735	4,314
Coazucar	2,529	1,732	4,305
Cañar 69	1,286	0,570	1,863

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Con el ingreso de la línea Ocaña - La Troncal los niveles de tensión aumentan en la barra de subestación La Troncal con un mínimo de 0,98 p.u. en demanda máxima, el cual cumple con los límites de caída de tensión propuesta por la regulación CONELEC 004/01.

Existe una mejora en los niveles de tensión para la barra de Bucay tanto en época de lluvia como en época seca.

El factor de relación está por debajo del 5 % para la mayoría de las barras, a excepción de la barra Bucay que presenta una relación mayor en Dmin/Dmax.

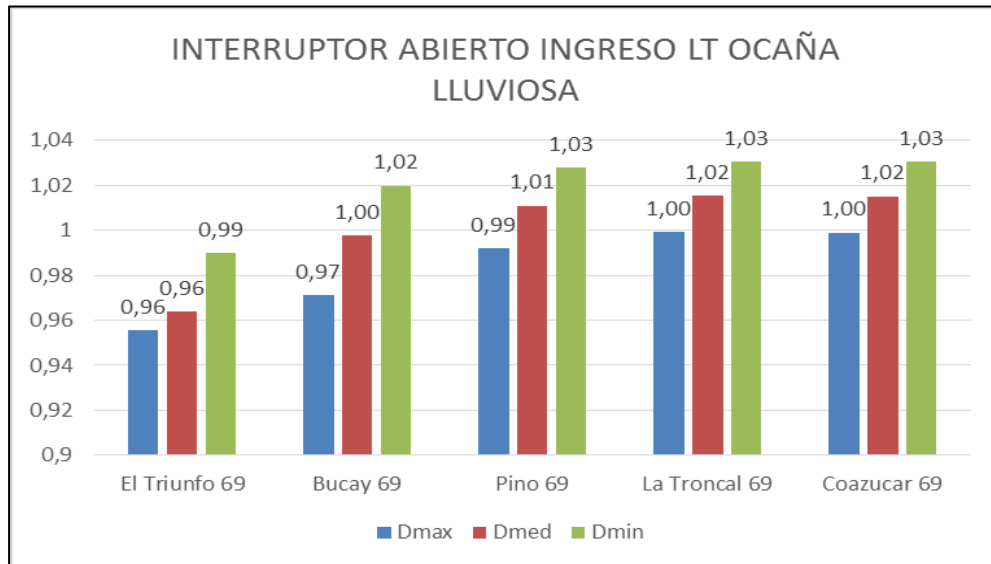
Se puede observar que, en época lluviosa y seca, el flujo de potencia en la línea Pino – La Troncal es exagerada, llegando a transmitirse 39,92 MW por una línea de calibre 266 MCM, convirtiéndose en un cuello de botella para el sistema y provocando pérdidas importantes.

En función de lo determinado en el párrafo anterior se realiza el análisis del siguiente escenario.

2.5.6.3. Análisis interruptor abierto (Pino - El Triunfo) cuando ingrese línea de transmisión Ocaña - La Troncal.

Niveles de tensión

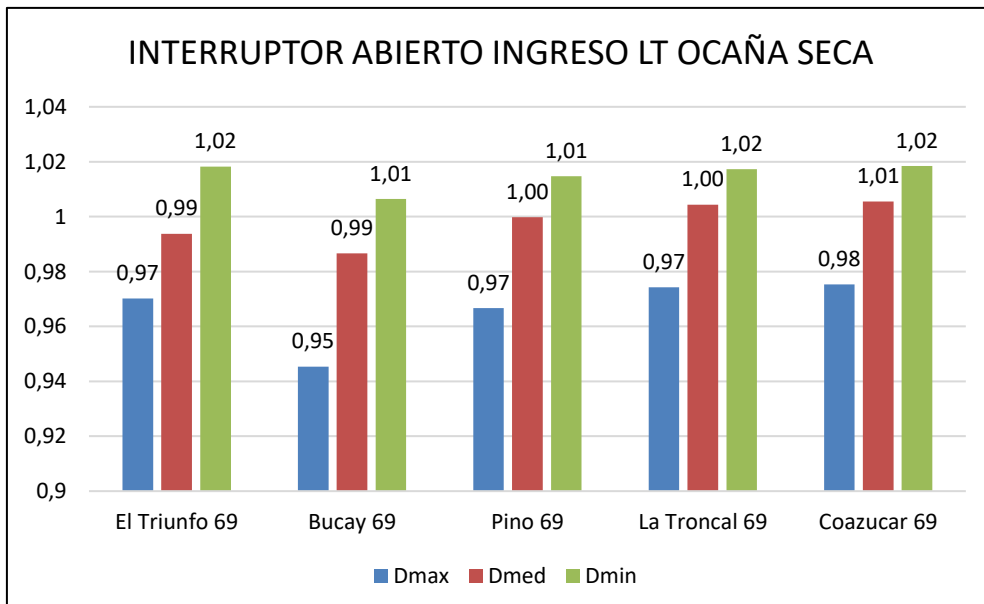
Gráfico 5. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 6. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por las líneas de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 12. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,60	17,04	106,19	1,40	5,22	11,38	46,87	0,90	3,54	7,56	20,38	0,58
L Pino - La Troncal	-7,60	16,63	38,87	0,51	-5,22	11,01	17,03	0,33	-3,54	7,25	7,39	0,21
L La Troncal - Coazucar	1,00	1,54	0,08	0,01	1,00	1,52	0,08	0,01	1,00	1,50	0,08	0,01
L CAÑA_OCAÑA_0_2	-1,77	2,91	3,48	0,20	-4,32	7,03	22,04	0,51	-6,10	9,78	43,58	0,71
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-1,77	2,91	3,48	0,20	-4,32	7,03	22,04	0,51	-6,10	9,78	43,58	0,71
L Ocaña_La Troncal_2	11,19	17,28	80,84	0,72	8,62	13,00	45,67	0,53	6,82	10,06	27,31	0,40
L Ocaña_La Troncal_1	11,19	17,28	80,84	0,72	8,62	13,00	45,67	0,53	6,82	10,06	27,31	0,40

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 13. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	0,881	2,693	3,598
Bucay 69	2,742	2,207	5,009
Pino 69	1,926	1,691	3,649
La Troncal 69	1,619	1,496	3,139
Coazucar	1,619	1,497	3,140
Cañar 69	0,656	0,686	1,347

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 14. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,60	17,28	109,22	1,44	5,22	11,51	48,00	0,92	3,54	7,66	20,96	0,59
L Pino - La Troncal	-7,60	16,86	40,00	0,53	-5,22	11,15	17,45	0,33	-3,54	7,35	7,60	0,21
L La Troncal - Coazucar	-13,98	20,95	15,29	0,11	-13,99	20,59	14,76	0,11	-13,99	20,33	14,39	0,10
L CAÑA_OCAÑA_0_2	-2,84	5,45	12,43	0,44	-5,36	8,11	30,75	0,57	-7,13	10,49	52,57	0,74
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-2,84	5,45	12,43	0,44	-5,36	8,11	30,75	0,57	-7,13	10,49	52,57	0,74
L Ocaña_La Troncal_2	3,63	7,28	13,64	0,38	1,09	3,48	2,77	0,25	-0,70	2,25	1,04	0,15
L Ocaña_La Troncal_1	3,63	7,28	13,64	0,38	1,09	3,48	2,77	0,25	-0,70	2,25	1,04	0,15

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 15. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	2,966	2,463	5,502
Bucay 69	2,943	2,012	5,014
Pino 69	2,095	1,488	3,615
La Troncal 69	1,777	1,290	3,090
Coazucar	1,773	1,288	3,084
Cañar 69	0,816	0,486	1,306

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Las tensiones en la barra de la subestación La Troncal se encuentran en el rango de 0,97 p.u. a 1,03 p.u. similares al análisis anterior.

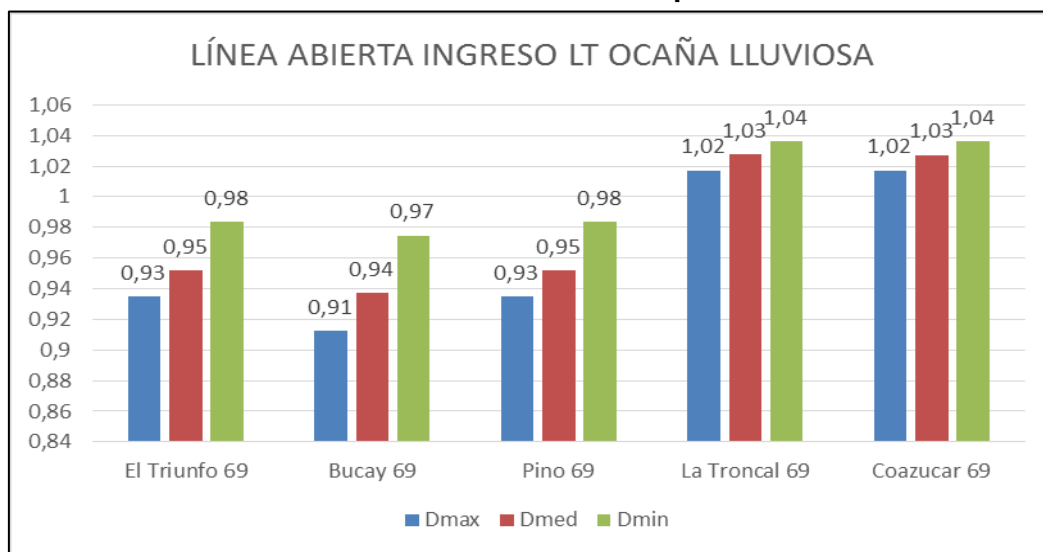
Los niveles de tensión mejoran en la barra Pino con respecto al análisis anterior (interruptor cerrado) y el flujo de potencia por la línea Pino - La Troncal disminuye.

El factor de relación es manejable para todas las barras en todos los casos, teniendo un factor máximo del 5,014 %.

2.5.6.4. Análisis fuera de operación la línea de transmisión Pino – La Troncal (Pino alimentada por CNEL Milagro)

Niveles de tensión

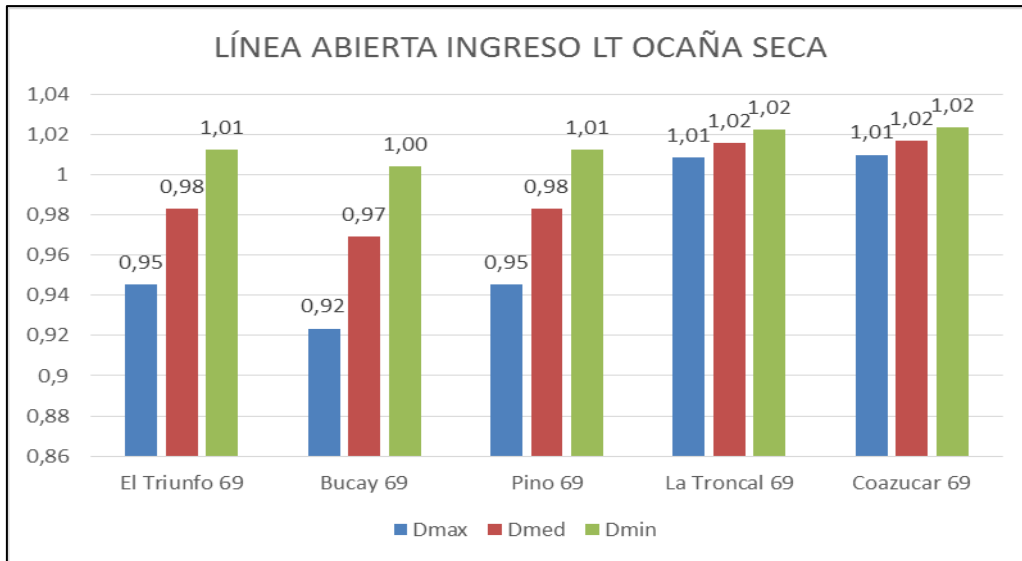
Gráfico 7. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 8. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 16. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,62	18,18	121,12	1,59	5,23	12,13	53,43	1,02	3,55	7,91	224,15	6,32
L La Troncal - Coazucar	1,00	1,52	0,08	0,01	1,00	1,50	0,08	0,01	1,00	1,49	0,76	0,08
L CAÑA_OCAÑA_0_2	-5,60	8,72	34,91	0,62	-6,93	10,76	53,50	0,77	-7,86	12,16	685,53	8,72
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-5,60	8,72	34,91	0,62	-6,93	10,76	53,50	0,77	-7,86	12,16	685,53	8,72
L Ocaña - La Troncal_2	7,32	11,20	33,75	0,46	5,98	9,03	21,85	0,37	5,03	7,51	150,60	2,99
L Ocaña - La Troncal_1	7,32	11,20	33,75	0,46	5,98	9,03	21,85	0,37	5,03	7,51	150,60	2,99

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 17. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	1,797	3,330	5,187
Bucay 69	2,733	3,966	6,807
Pino 69	1,797	3,330	5,187
La Troncal 69	0,992	0,861	1,861
Coazucar	0,992	0,862	1,862
Cañar 69	0,618	0,414	1,034

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 18. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,61	17,96	118,11	1,55	5,22	11,73	49,82	0,95	3,54	7,68	21,07	0,59
L La Troncal - Coazucar	-13,99	20,50	14,64	0,10	-13,99	20,36	14,43	0,10	-13,99	20,22	14,24	0,10
L CAÑA_OCAÑA_0_2	-6,64	9,96	46,69	0,70	-7,95	11,74	65,66	0,83	-8,87	13,02	81,13	0,91
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-6,64	9,96	46,69	0,70	-7,95	11,74	65,66	0,83	-8,87	13,02	81,13	0,91
L Ocaña_La Troncal_2	-0,20	3,19	2,21	1,10	-1,53	3,27	2,50	0,16	-2,47	4,04	4,15	0,17
L Ocaña_La Troncal_1	-0,20	3,19	2,21	1,10	-1,53	3,27	2,50	0,16	-2,47	4,04	4,15	0,17

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 19. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	3,955	2,995	7,068
Bucay 69	4,958	3,578	8,713
Pino 69	3,955	2,995	7,068
La Troncal 69	0,700	0,664	1,369
Coazucar	0,699	0,663	1,366
Cañar 69	0,339	0,216	0,556

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

De la evaluación del presente escenario tenemos que el nivel de tensión en la barra de la subestación La Troncal se encuentra por encima de 1 p.u.

Los niveles de tensión de las barras Pino y Bucay disminuyen en comparación con el caso anterior (interruptor abierto), con el valor de tensión más bajo para la barra de la subestación Bucay de 0,91 p.u. en demanda máxima

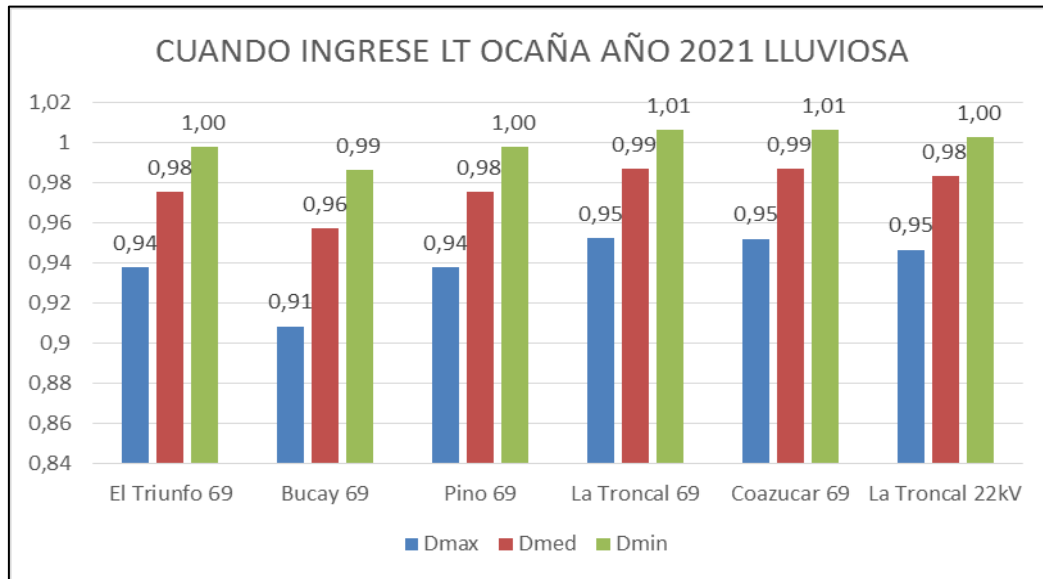
El factor de relación aumenta para las barras de las subestaciones Bucay, Pino y El Triunfo, teniendo como máximo el factor de 8,71 %, el cual resulta difícil cumplir con los límites de calidad propuesta por la regulación CONELEC 004/01

2.5.7. Análisis en el año 2021

2.5.7.1. Análisis de flujo de potencia en el año 2021 con el interruptor cerrado

Niveles de tensión

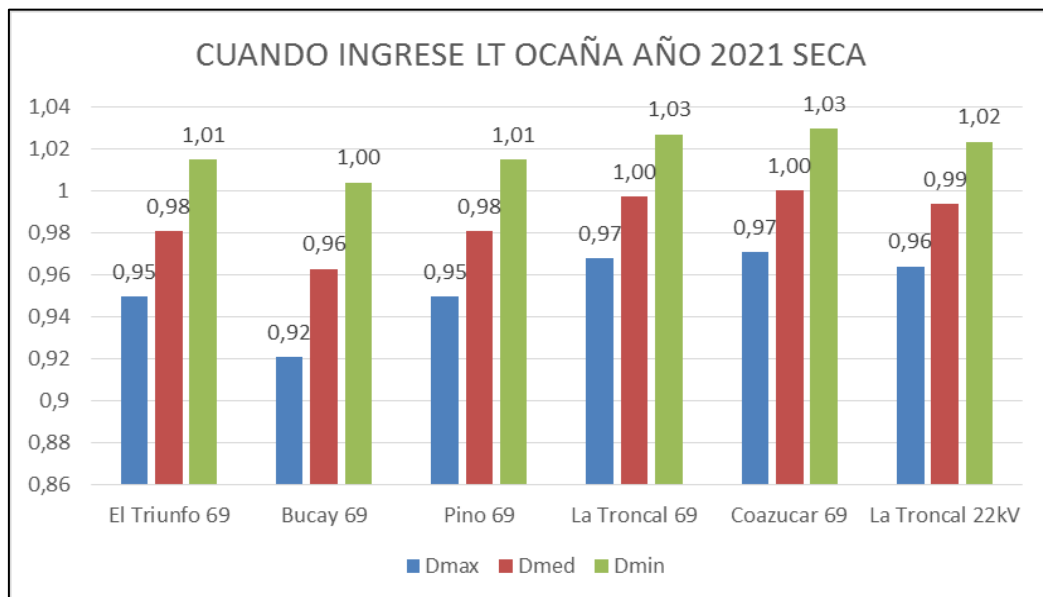
Gráfico 9. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 10. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 20. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	9,56	23,07	195,56	2,04	6,55	14,95	81,45	1,24	4,44	9,83	34,78	0,78
L Pino - La Troncal	-28,71	64,55	590,52	2,06	-33,32	73,59	766,94	2,30	-31,19	68,16	657,70	2,11
L La Troncal - Coazucar	1,00	1,62	0,09	0,01	1,00	1,56	0,08	0,01	1,00	1,53	0,08	0,01
L Ocaña - La Troncal_2	25,09	38,67	408,87	1,63	24,98	37,09	376,72	1,51	22,60	33,10	299,74	1,33
L Ocaña - La Troncal_1	25,09	38,67	408,87	1,63	24,98	37,09	376,72	1,51	22,60	33,10	299,74	1,33
L CAÑA OCAÑA_0_2	12,30	18,54	164,68	1,34	12,19	18,79	166,43	1,37	9,76	16,13	120,66	1,24
L CAÑA OCAÑA_0_1	12,30	18,54	164,68	1,34	12,19	18,79	166,43	1,37	9,76	16,13	120,66	1,24

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 21. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	4,000	2,277	6,369
Bucay 69	5,377	3,033	8,574
Pino 69	4,000	2,277	6,369
La Troncal 69	3,640	1,960	5,671
Coazucar	3,641	1,960	5,673
La Troncal 22kV	3,863	1,974	5,914
Cañar 69	1,654	0,767	2,434

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 22. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	9,56	22,74	189,96	1,99	6,54	14,87	80,48	1,23	4,44	9,66	33,51	0,76
L Pino - La Troncal	-33,55	74,18	780,03	2,33	-32,40	69,44	683,49	2,11	-27,39	57,05	461,10	1,68
L La Troncal - Coazucar	-26,64	40,88	58,20	0,22	-27,05	40,30	56,57	0,21	-27,33	39,58	54,55	0,20
L Ocaña - La Troncal_2	13,44	20,55	115,31	0,86	9,88	14,66	58,77	0,59	5,18	7,97	16,91	0,33
L Ocaña - La Troncal_1	13,44	20,55	115,31	0,86	9,88	14,66	58,77	0,59	5,18	7,97	16,91	0,33
L CAÑA OCAÑA_0_2	7,01	10,62	53,60	0,76	3,41	5,66	14,06	0,41	-1,29	5,08	9,79	0,76
L CAÑA OCAÑA_0_1	7,01	10,62	53,60	0,76	3,41	5,66	14,06	0,41	-1,29	5,08	9,79	0,76

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 23. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	3,257	3,487	6,858
Bucay 69	4,549	4,274	9,017
Pino 69	3,257	3,487	6,858
La Troncal 69	3,037	2,977	6,104
Coazucar	3,028	2,967	6,085
La Troncal 22kV	3,060	2,999	6,151
Cañar 69	1,515	1,817	3,360

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Los niveles de tensión en la barra La Troncal para el año 2021 se encuentran en el límite establecido por el CONELEC 004/01, la barra de la subestación Bucay llega a tener un nivel de tensión de 0,91 p.u. en la peor condición.

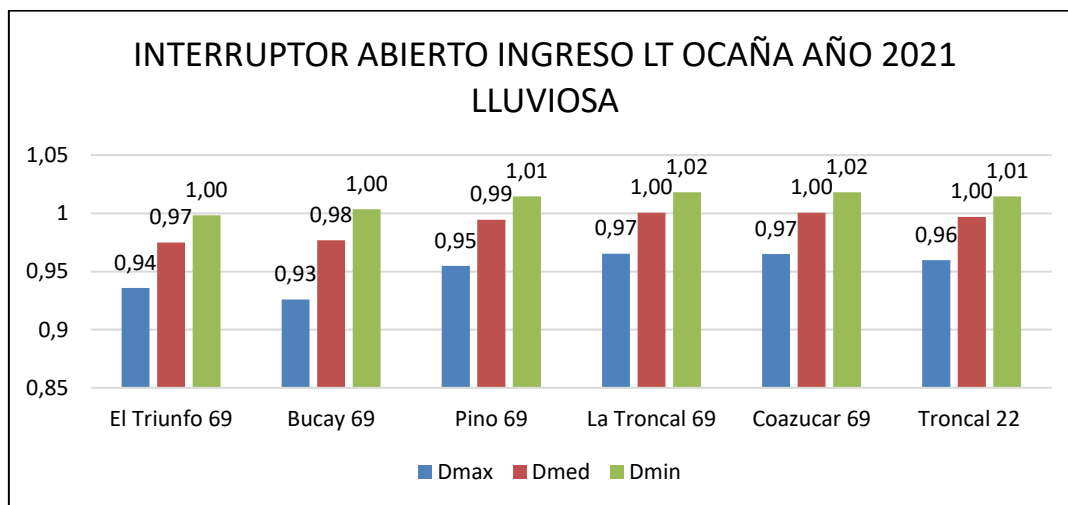
Si se mantiene el interruptor cerrado, habrá un flujo de potencia por la línea Pino – La Troncal de 33,55 MW en época seca, lo que provocaría una cargabilidad del 74,18 %.

El factor de relación en las barras de Bucay y La Troncal en D_{min}/D_{max} son superiores al 5 % lo cual es difícil cumplir con los límites de calidad.

2.5.7.2. Análisis de flujo de potencia en el año 2021 con el interruptor abierto

Niveles de tensión

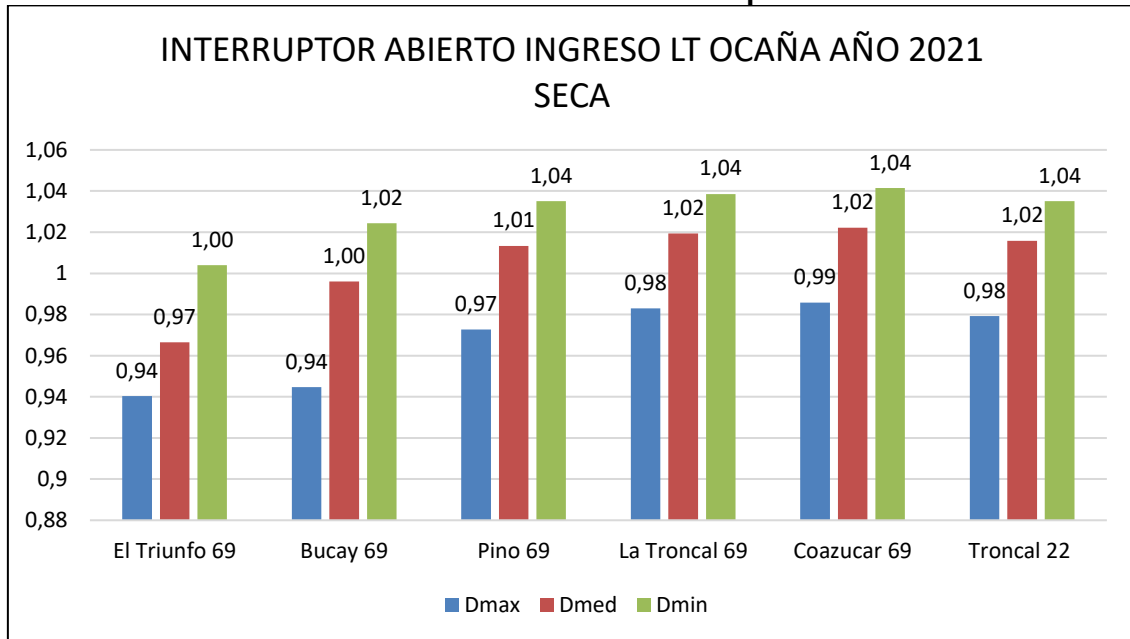
Gráfico 11. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 12. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 24. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	9,56	22,94	187,71	1,96	6,54	14,65	78,07	1,19	4,44	9,66	33,54	0,76
L Pino - La Troncal	-9,56	22,48	69,02	0,72	-6,54	14,23	28,45	0,43	-4,44	9,30	12,13	0,27
L La Troncal - Coazucar	1,00	1,62	0,09	0,01	1,00	1,54	0,08	0,01	1,00	1,51	0,08	0,01
L Ocaña - La Troncal_2	15,00	3,59	159,56	1,06	10,92	16,93	77,53	0,71	8,65	13,10	46,29	0,54
L Ocaña - La Troncal_1	15,00	3,59	159,56	1,06	10,92	16,93	77,53	0,71	8,65	13,10	46,29	0,54
L CAÑA_OCAÑA_0_2	2,05	23,31	7,89	0,38	-2,03	3,21	4,44	0,22	-4,29	6,83	20,93	0,49
L CAÑA_OCAÑA_0_1	2,05	23,31	7,89	0,38	-2,03	3,21	4,44	0,22	-4,29	6,83	20,93	0,49

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 25. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	4,192	2,390	6,682
Bucay 69	5,475	2,740	8,365
Pino 69	4,150	2,025	6,260
La Troncal 69	3,657	1,756	5,478
Coazucar	3,658	1,757	5,480
La Troncal 22kV	3,874	1,769	5,712
Cañar 69	1,660	0,790	2,463

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 26. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L.Pino - Bucay	9,55	22,13	179,87	1,88	6,54	14,35	74,91	1,15	4,43	9,46	32,12	0,72
L.Pino - La Troncal	-9,55	21,67	66,10	0,69	-6,54	13,93	27,27	0,42	-4,43	9,09	11,61	0,26
L.La Troncal - Coazucar	-26,64	40,27	56,46	0,21	-27,05	39,45	54,18	0,20	-27,34	39,14	53,34	0,20
L.Ocaña - La Troncal_2	0,97	6,13	9,20	0,94	-3,43	5,70	8,41	0,25	-6,51	9,40	24,04	0,37
L.Ocaña - La Troncal_1	0,97	6,13	9,20	0,94	-3,43	5,70	8,41	0,25	-6,51	9,40	24,04	0,37
L.CAÑA_OCAÑA_0_2	-5,47	9,40	39,96	0,73	-9,81	14,49	100,02	1,02	-12,83	18,71	167,32	1,30
L.CAÑA_OCAÑA_0_1	-5,47	9,40	39,96	0,73	-9,81	14,49	100,02	1,02	-12,83	18,71	167,32	1,30

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 27. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	2,772	3,889	6,769
Bucay 69	5,441	2,838	8,434
Pino 69	4,176	2,150	6,416
La Troncal 69	3,705	1,891	5,666
Coazucar	3,693	1,886	5,649
La Troncal 22kV	3,732	1,904	5,707
Cañar 69	1,70	1,42	3,14

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Los niveles de tensión en la barra de la subestación La Troncal para el año 2021 se encuentran en el límite establecido por el CONELEC 004/01.

Los niveles de tensión para el año 2021 con el interruptor abierto tienen una ligera mejora, a excepción de la barra de Bucay, que llega a tener un nivel de 0,93 p.u. en época lluviosa.

Con el interruptor abierto, el flujo de potencia por la línea Pino – La Troncal disminuye, teniendo una cargabilidad máxima del 22,48 % en demanda media, manteniéndose dentro de los rangos normales.

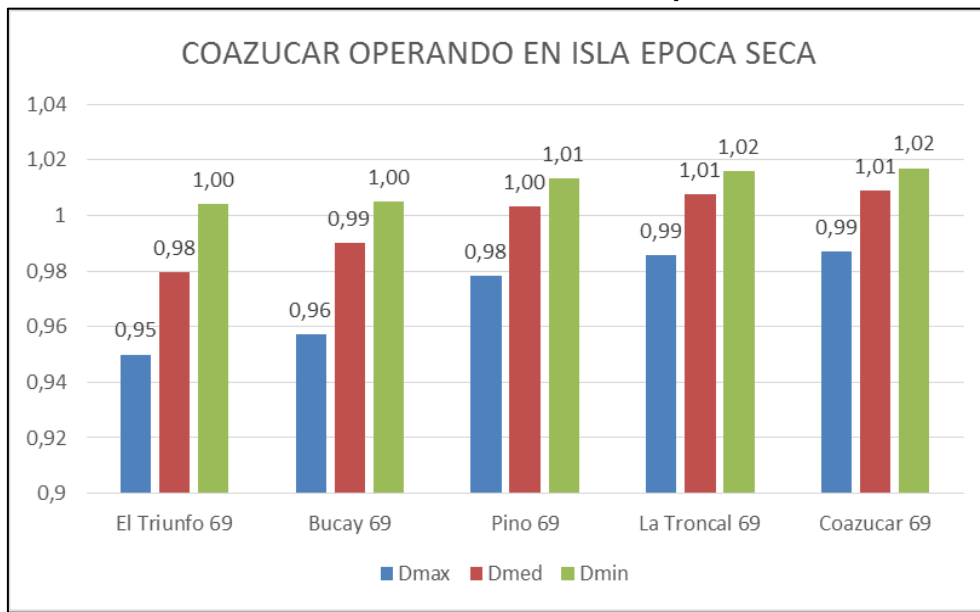
El factor de relación en las barras Bucay y La Troncal muestran la imposibilidad de cumplir con los límites de calidad tanto en época de lluvia como en época seca.

2.5.8. Escenario operacional en el año 2016 con el interruptor abierto

2.5.8.1. COAZUCAR trabajando en isla

Niveles de tensión

Gráfico 13. Niveles de tensión en época seca



Fuente: Levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época seca:

Tabla 28. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,60	17,30	109,45	1,44	1,12	11,47	47,65	4,24	3,54	7,67	21,02	0,59
L Pino - La Troncal	-7,60	16,88	40,09	0,53	-1,12	11,10	17,32	1,54	-3,54	7,36	7,62	0,22
L La Troncal - Coazucar	-13,98	20,97	15,32	0,11	-0,24	20,52	14,67	6,12	-13,99	20,36	14,43	0,10
L CAÑA OCAÑA 0_2	-2,84	5,46	12,48	0,44	0,36	8,08	30,53	8,45	-7,13	10,50	52,71	0,74
L Ocaña La Troncal_2	3,63	7,29	12,48	0,34	1,62	3,46	30,53	1,89	-0,70	2,26	52,71	7,53
L Ocaña La Troncal_1	3,63	7,29	13,68	0,38	1,62	3,46	2,73	0,17	-0,70	2,26	1,05	0,15

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 29. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	3,112	2,506	5,696
Bucay 69	3,404	1,517	4,973
Pino 69	2,537	1,009	3,572
La Troncal 69	2,211	0,818	3,046
Coazucar	2,206	0,816	3,040
Cañar 69	0,394	0,018	0,3776

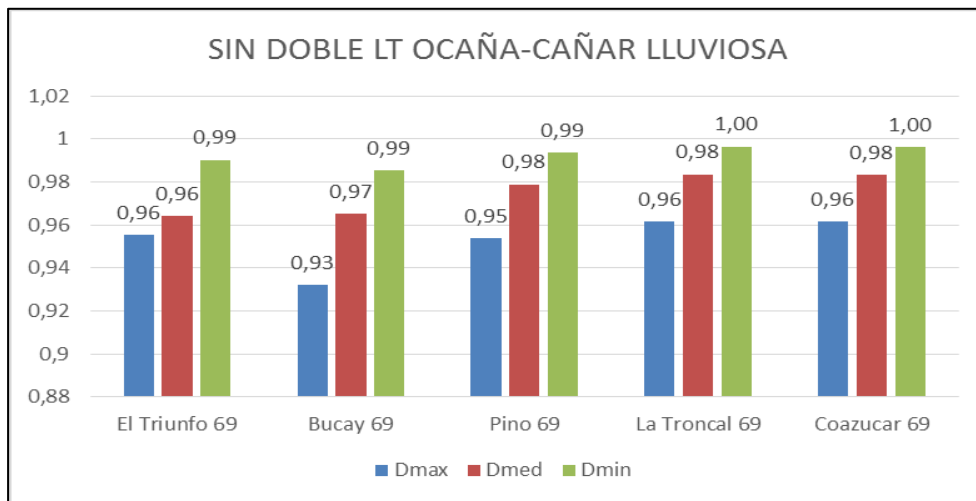
Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

2.5.8.2. Sin línea de transmisión Ocaña - Cañar

Niveles de tensión

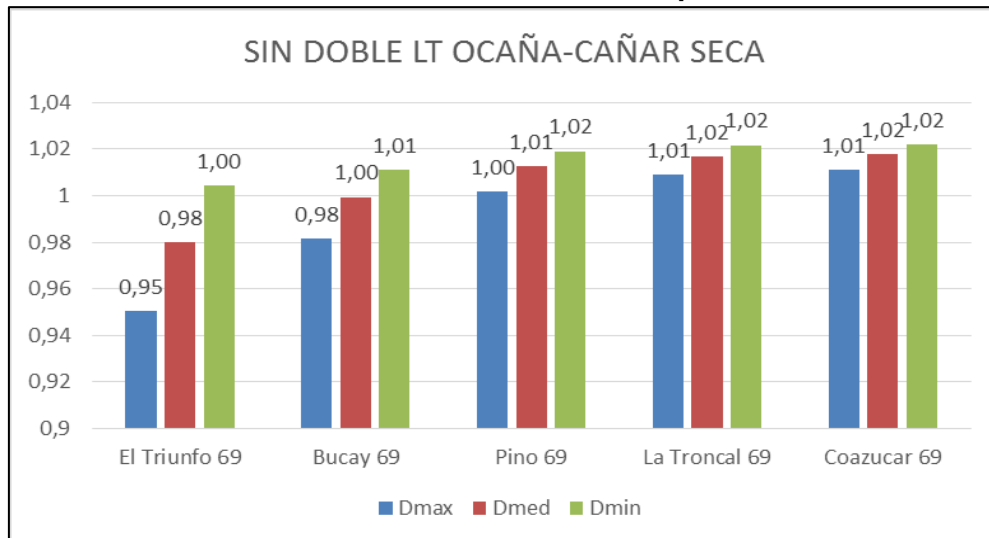
Gráfico 14. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 15. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 30. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,61	17,78	115,80	1,52	5,22	11,77	50,25	0,96	3,54	7,83	21,91	0,62
L Pino - La Troncal	-7,61	17,37	42,45	0,56	-5,22	11,41	18,28	0,35	-3,54	7,52	7,94	0,22
L La Troncal - Coazucar	1,00	1,60	0,09	0,01	1,00	1,57	0,08	0,01	1,00	1,55	0,08	0,01
L CAÑA_OCAÑA_0_2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L CAÑA_OCAÑA_0_1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L Ocaña - La Troncal_2	11,20	18,01	87,86	0,78	8,63	13,45	48,88	0,57	6,82	10,42	29,33	0,43
L Ocaña - La Troncal_1	11,20	18,01	87,86	0,78	8,63	13,45	48,88	0,57	6,82	10,42	29,33	0,43

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 31. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	0,896	2,729	3,649
Bucay 69	3,553	2,074	5,701
Pino 69	2,627	1,524	4,192
La Troncal 69	2,280	1,316	3,626
Coazucar	2,281	1,317	3,628
Cañar 69	0,244	0,276	0,033

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 32. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,60	16,86	103,87	1,37	5,22	11,36	46,72	0,90	3,54	7,63	20,76	0,59
L Pino - La Troncal	-7,60	16,44	38,01	0,50	-5,22	10,99	16,98	0,33	-3,54	7,32	7,53	0,21
L La Troncal - Coazucar	-8,30	13,95	6,75	0,08	-3,24	5,94	1,22	0,04	0,33	1,65	0,09	0,03
L CAÑA_OCAÑA_0_2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L CAÑA_OCAÑA_0_1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L Ocaña - La Troncal_2	6,48	9,61	25,05	0,39	6,48	9,54	24,68	0,38	6,48	9,49	24,46	0,38
L Ocaña - La Troncal_1	6,48	9,61	25,05	0,39	6,48	9,54	24,68	0,38	6,48	9,49	24,46	0,38

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 33. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	3,099	2,511	5,688
Bucay 69	1,826	1,152	2,999
Pino 69	1,062	0,663	1,732
La Troncal 69	0,775	0,478	1,256
Coazucar	0,674	0,413	1,090
Cañar 69	0,016	0,007	0,009

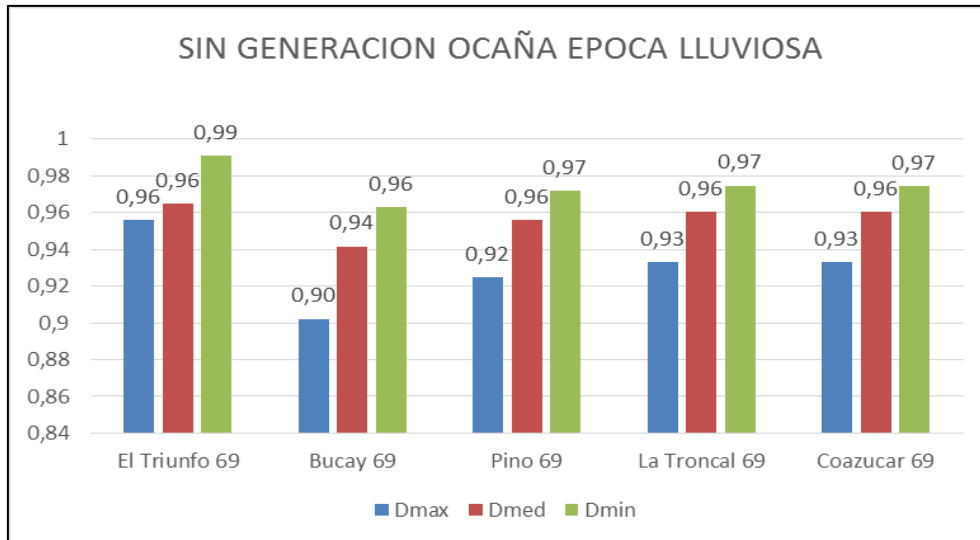
Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

2.5.8.3. Sin generación Ocaña I

Niveles de tensión

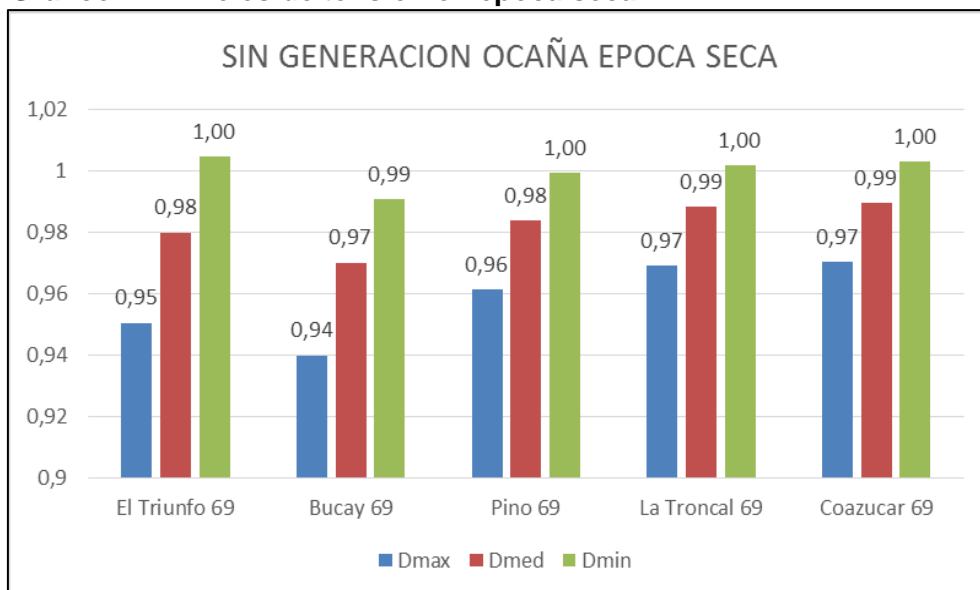
Gráfico 16. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 17. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 34. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,62	18,40	124,08	1,63	5,22	12,08	52,93	1,01	3,55	8,01	22,99	0,65
L Pino - La Troncal	-7,62	17,99	45,54	0,60	-5,22	11,71	19,27	0,37	-3,55	7,70	8,33	0,23
L La Troncal - Coazucar	1,00	1,65	0,09	0,01	1,00	1,60	0,09	0,01	1,00	1,58	0,09	0,01
L CAÑA_OCAÑA_0_2	11,37	18,41	159,65	1,40	8,72	13,62	87,21	1,00	6,88	10,52	52,10	0,76
L CAÑA_OCAÑA_0_1	11,37	18,41	159,65	1,40	8,72	13,62	87,21	1,00	6,88	10,52	52,10	0,76
L Ocaña - La Troncal_2	11,22	18,61	93,86	0,84	8,63	13,79	51,43	0,60	6,82	10,67	30,74	0,45
L Ocaña - La Troncal_1	11,22	18,61	93,86	0,84	8,63	13,79	51,43	0,60	6,82	10,67	30,74	0,45

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 35. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	0,93	2,75	3,70
Bucay 69	4,37	2,27	6,74
Pino 69	3,34	1,69	5,09
La Troncal 69	2,96	1,46	4,47
Coazucar	2,96	1,46	4,47
Cañar 69	1,615	0,481	2,104

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 36. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,61	17,63	113,79	1,50	5,22	11,71	49,72	0,95	3,54	7,78	21,66	0,61
L Pino - La Troncal	-7,61	17,22	41,70	0,55	-5,22	11,35	18,09	0,35	-3,54	7,47	7,85	0,22
L La Troncal - Coazucar	-14,36	21,91	16,72	0,12	-14,36	21,49	16,08	0,11	-13,99	20,64	14,84	0,11
L CAÑA_OCAÑA_0_2	3,47	6,83	20,07	0,58	0,90	2,88	2,69	0,30	-0,70	1,74	0,82	0,12
L CAÑA_OCAÑA_0_1	3,47	6,83	20,07	0,58	0,90	2,88	2,69	0,30	-0,70	1,74	0,82	0,12
L Ocaña - La Troncal_2	3,45	7,28	13,63	0,40	0,90	3,50	2,78	0,31	-0,70	2,33	1,13	0,16
L Ocaña - La Troncal_1	3,45	7,28	13,63	0,40	0,90	3,50	2,78	0,31	-0,70	2,33	1,13	0,16

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 37. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	3,086	2,511	5,674
Bucay 69	3,214	2,121	5,403
Pino 69	2,318	1,575	3,930
La Troncal 69	1,982	1,369	3,378
Coazucar	1,978	1,365	3,370
Cañar 69	1,409	0,17	1,1581

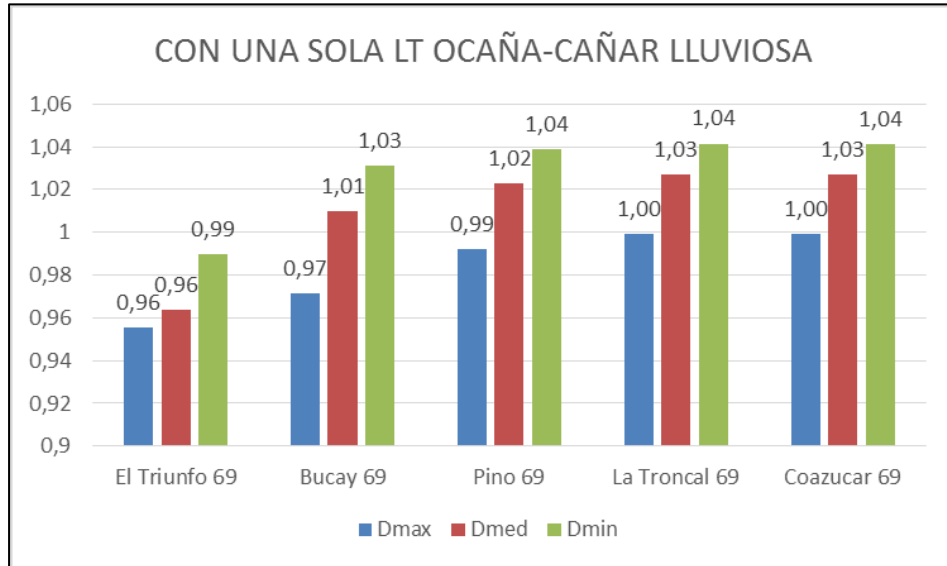
Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

2.5.8.4. Con una sola línea Ocaña - Cañar

Niveles de tensión

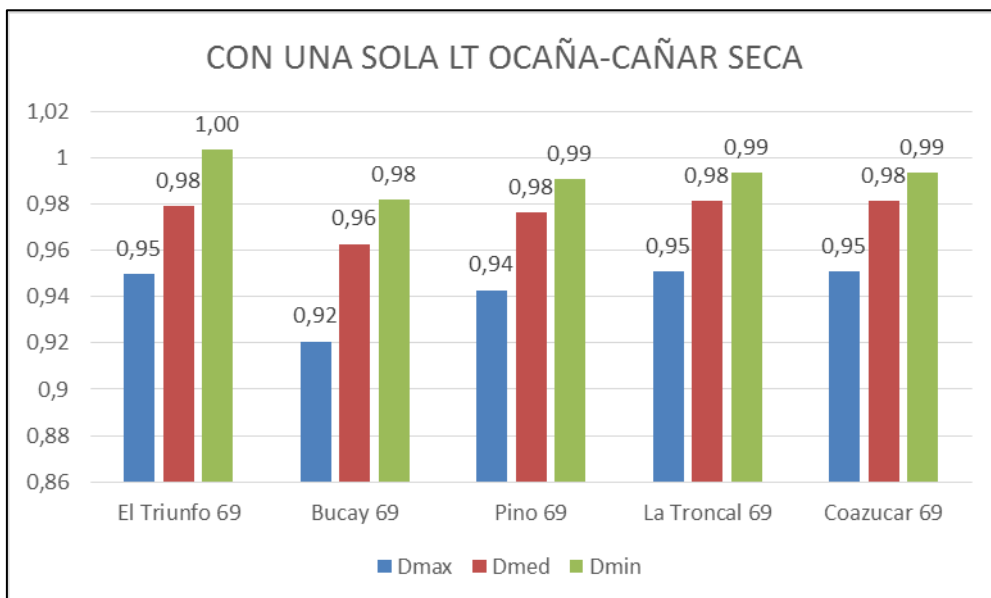
Gráfico 18. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 19. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 38. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,60	17,04	106,18	1,40	5,22	11,24	45,71	0,88	3,54	7,48	19,92	0,56
L Pino - La Troncal	-7,60	16,63	38,87	0,51	-5,22	10,87	16,61	0,32	-3,54	7,17	7,23	0,20
L La Troncal - Coazucar	1,00	1,54	0,08	0,01	1,00	1,50	0,08	0,01	1,00	1,48	0,08	0,01
L CAÑA_OCAÑA_0_2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-3,53	5,38	13,20	0,37	-8,60	13,47	84,30	0,98	-12,12	18,91	167,60	1,38
L Ocaña - La Troncal_2	11,19	17,28	80,83	0,72	8,62	12,84	44,56	0,52	6,82	9,95	26,71	0,39
L Ocaña - La Troncal_1	11,19	17,28	80,83	0,72	8,62	12,84	44,56	0,52	6,82	9,95	26,71	0,39

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 39. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	0,873	2,701	3,598
Bucay 69	3,969	2,092	6,145
Pino 69	3,108	1,592	4,750
La Troncal 69	2,784	1,403	4,227
Coazucar	2,785	1,404	4,228
Cañar 69	1,909	0,658	2,58

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 40. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,61	18,01	118,85	1,56	5,22	11,81	50,52	0,97	3,54	7,85	22,06	0,62
L Pino - La Troncal	-7,61	17,60	43,59	0,57	-5,22	11,44	18,38	0,35	-3,54	7,54	8,00	0,23
L La Troncal - Coazucar	-14,74	23,68	19,51	0,13	-14,74	22,92	18,29	0,12	-14,36	22,08	16,96	0,12
L CAÑA_OCAÑA_0_2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-6,01	11,55	60,10	1,00	-11,03	16,74	132,50	1,20	-14,52	21,41	212,20	1,46
L Ocaña - La Troncal_2	3,27	9,70	24,30	0,74	0,72	6,30	9,77	1,36	-0,88	5,20	6,49	0,74
L Ocaña - La Troncal_1	3,27	9,70	24,30	0,74	0,72	6,30	9,77	1,36	-0,88	5,20	6,49	0,74

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 41. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	3,109	2,496	5,683
Bucay 69	4,563	2,007	6,661
Pino 69	3,570	1,455	5,077
La Troncal 69	3,198	1,247	4,485
Coazucar	3,199	1,246	4,484
Cañar 69	0,806	0,458	1,267

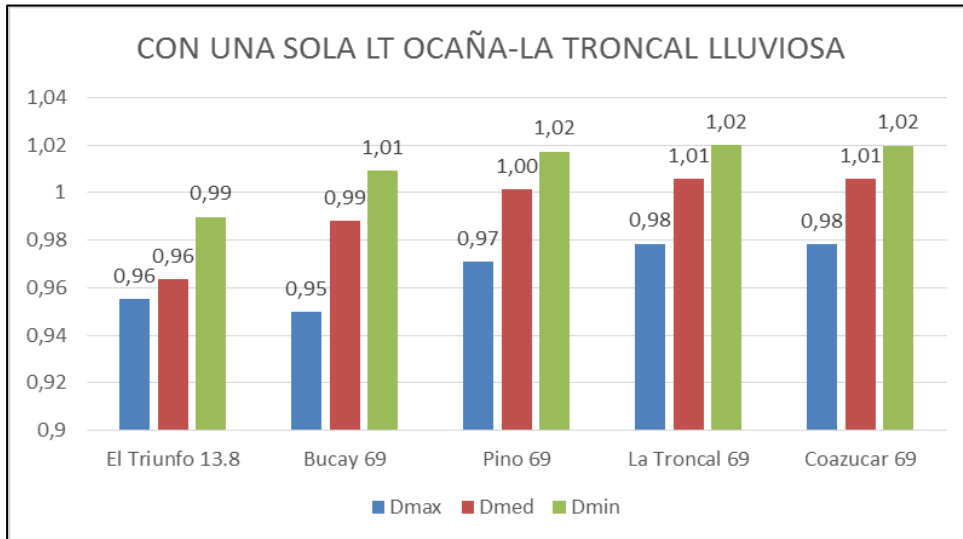
Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

2.5.8.5. Con una sola línea Ocaña - La Troncal

Niveles de tensión

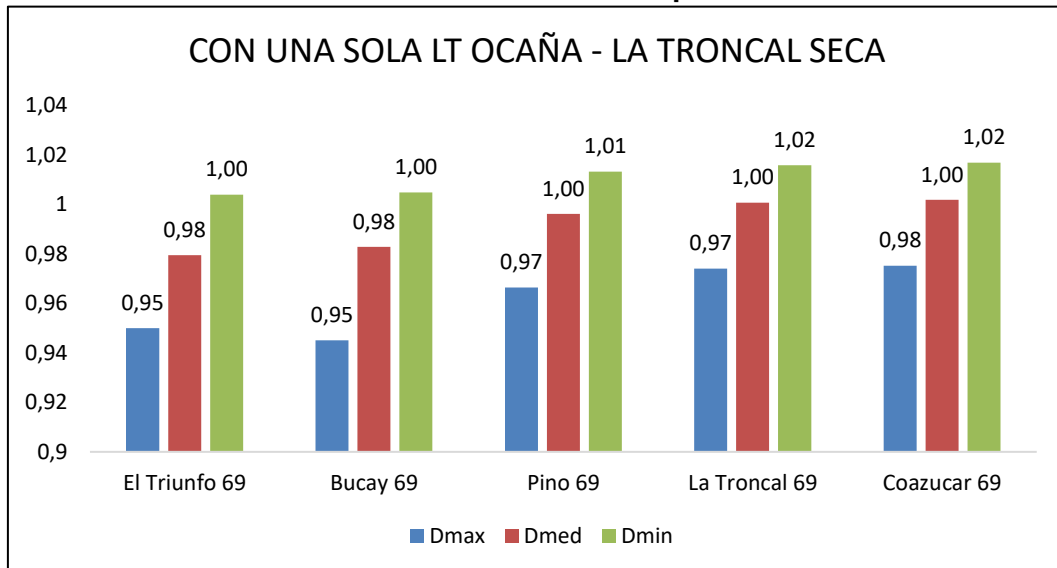
Gráfico 20. Niveles de tensión en época lluviosa



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Gráfico 21. Niveles de tensión en época seca



Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Flujos de carga por la línea de transmisión

Época lluviosa:

Tabla 42. Líneas de transmisión en época lluviosa

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,61	17,44	111,32	1,46	3,54	7,64	20,84	0,59	3,54	7,64	20,84	0,59
L Pino - La Troncal	-7,61	17,03	40,78	0,54	-3,54	7,33	7,56	0,21	-3,54	7,33	7,56	0,21
L La Troncal -Coazucar	1,00	1,58	0,09	0,01	1,00	1,51	0,08	0,01	1,00	1,51	0,08	0,01
L CAÑA_OCAÑA_0_2	-1,68	2,60	2,96	0,18	-6,07	9,54	41,72	0,69	-6,07	9,54	41,72	0,69
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-1,68	2,60	2,96	0,18	-6,07	9,54	41,72	0,69	-6,07	9,54	41,72	0,69
L Ocaña -La Troncal_2	22,57	35,34	340,22	1,51	13,70	20,35	112,50	0,82	13,70	20,35	112,50	0,82
L Ocaña -La Troncal_1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 43. Factor de relación de tensiones en época lluviosa

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	0,899	2,702	3,625
Bucay 69	4,034	2,120	6,239
Pino 69	3,127	1,596	4,772
La Troncal 69	2,786	1,397	4,222
Coazucar	2,787	1,398	4,223
Cañar 69	0,750	0,727	1,483

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Época seca:

Tabla 44. Líneas de transmisión en época seca

LÍNEAS TRANSMISIÓN	Demanda Máxima				Demanda Media				Demanda Mínima			
	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas	Potencia Línea MW	Cargabilidad %	Pérdidas kW	% Pérdidas
L Pino - Bucay	7,61	17,53	112,47	1,48	5,22	11,56	48,38	0,93	3,54	7,67	21,02	0,59
L Pino - La Troncal	-7,61	17,12	41,21	0,54	-5,22	11,19	17,59	0,34	-3,54	7,36	7,62	0,22
L La Troncal -Coazucar	-14,36	21,80	16,55	0,12	-14,36	21,22	15,69	0,11	-14,36	20,91	15,22	0,11
L CAÑA_OCAÑA_0_2	-3,01	5,99	15,14	0,50	-5,55	8,45	33,26	0,60	-7,31	10,78	55,31	0,76
L CAÑA_OCAÑA_0_1	-3,01	5,99	15,14	0,50	-5,55	8,45	33,26	0,60	-7,31	10,78	55,31	0,76
L Ocaña -La Troncal_2	6,92	14,45	55,39	0,80	1,80	6,82	11,60	0,64	-1,78	4,84	5,68	0,32
L Ocaña -La Troncal_1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 45. Factor de relación de tensiones en época seca

BARRAS	Factor de relación de tensiones en %		
	Dmed/Dmax	Dmin/Dmed	Dmin/Dmax
El Triunfo 69	3,113	2,495	5,686
Bucay 69	3,990	2,248	6,327
Pino 69	3,074	1,714	4,842
La Troncal 69	2,731	1,513	4,285
Coazucar	2,725	1,510	4,276
Cañar 69	0,896	0,493	1,394

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Del análisis anterior se tiene los siguientes resultados:

- Los niveles de tensión en la mayoría de las contingencias para la barra de la subestación La Troncal se encuentran dentro de los límites establecidos por la regulación CONELEC 004/01.

CONTINGENCIA	NIVEL DE TENSIÓN (p.u.)
Coazucar trabajando en isla	0,99 - 1,02
Sin línea Ocaña - Cañar	0,96 - 1,02
Sin generación Ocaña I	0,93 - 1,00
Una sola línea Ocaña - Cañar	0,95 - 1,04
Una sola línea Ocaña - La Troncal	0,97 - 1,02

- Una condición crítica se da cuando no existe generación en la central Ocaña, porque no existe inyección de reactivos repercutiendo en niveles de tensión p.u. bajos, llegando a tener niveles de 0,90 p.u. Para este escenario, la línea que presenta un mayor flujo de potencia es Ocaña – Cañar con 11,37 MW

NIVEL DE TENSIÓN SIN GENERACIÓN OCAÑA	
BARRA	TENSIÓN (p.u.)
La Troncal	0,93 - 1,00
Coazucar	0,93 - 1,00
Pino	0,92 - 1,00
Bucay	0,90 - 0,99

- La contingencia de COAZUCAR trabajando en isla presenta problemas porque la generación de COAZUCAR no abastece con su potencia en demanda máxima y media, La única manera de que pueda operar adecuadamente es al abrir la línea Pino - La Troncal, liberando de esta manera la carga de Bucay.
- Para la condición de una sola línea Ocaña – Cañar, los niveles de tensión son adecuados en la mayoría de los casos, es decir están dentro de los límites de $\pm 5\%$, la línea de transmisión La Troncal - COAZUCAR en época seca es la más cargada con un flujo de potencia de 14,74 MW

NIVEL DE TENSIÓN CON UNA SOLA LÍNEA OCAÑA - CAÑAR	
BARRA	TENSIÓN (p.u.)
La Troncal	0,95 - 1,04
Coazucar	0,95 - 1,04
Pino	0,94 - 1,04
Bucay	0,92 - 1,03

- Para la contingencia con una sola línea Ocaña - La Troncal, se da una cargabilidad del 35,34% en época lluviosa debido a que todo el flujo de potencia que requiere La Troncal pasa por una sola línea. El factor de relación en la barra de Bucay es mayor al 5%, por lo que se recomienda su eventual utilización fuera de las horas de mayor demanda.

FLUJO DE POTENCIA CON UNA SOLA LÍNEA OCAÑA - LA TRONCAL			
Línea de transmisión	Flujo por la línea (MW)	Cargabilidad %	Pérdidas (KW)
Ocaña - La Troncal	22,57	35,34	340,22

2.5.9. Resultados

Para determinar los parámetros operativos de la central Ocaña, así como la mejor operación del sistema, se ha realizado el estudio de flujos de potencia, con los cuales se llegaron a los siguientes resultados:

- La central Ocaña actualmente genera electricidad a un factor de potencia (fp) muy cercano a 1 p.u. Al ingresar la línea de transmisión Ocaña - La Troncal, dicha central generará reactivos con el fin de mejorar la calidad de servicio eléctrico en el mencionado cantón. El intervalo de factor de potencia que se ha tomado es 0,9 - 0,95 p.u., lo cual permite aportar potencia reactiva de 4,26 – 6,34 MVAR. En este análisis se trabaja con un factor de potencia de 0,95 p.u. por motivo de cargabilidad del generador, donde el valor de los reactivos inyectados es de $Q=4,26$ MVAR.
- De la evaluación del estado actual del cantón La Troncal y las barras en evaluación, se desprende la necesidad de conectar la línea Ocaña - La Troncal con el fin de mejorar los niveles de tensión y confiabilidad al sistema.



- Se recomienda la apertura del interruptor de la línea Pino – La Troncal con el fin de no sobrecargar la mencionada línea, así como de separar los sistemas ELECAUSTRO y CENTROSUR de CNEL Milagro.
- En caso de no abrir el interruptor de la línea Pino - La Troncal, para la conexión de la línea luego de eventuales salidas, presenta inconvenientes al tener dos sistemas con diferentes niveles de tensión (p.u.), no pudiéndose realizar la sincronización de las líneas especialmente en época de lluvia, debido a que la diferencia del nivel de tensión en la barra El Triunfo y la barra Pino es mayor del 0,05 p.u.
- Del análisis entre los casos de interruptor abierto y abierta la línea Pino - La Troncal, se obtuvo que el caso menos favorable es el de operar con la línea Pino – La Troncal abierta, debido a que los niveles de tensión de las barras Pino y Bucay caen por debajo del rango permitido.

2.6. Cálculo de las corrientes de cortocircuito

En este punto se determinará las corrientes de cortocircuito que son el punto de partida para proceder a ajustar y coordinar las protecciones eléctricas, para esto nos basamos en la base de datos ingresada en el software de simulación DigSILENT, con ello se procede a efectuar la simulación de cortocircuitos.

DigSILENT PowerFactory presenta varios métodos de análisis de cortocircuitos por las diversas normas vigentes, se ha considerado para la evaluación el método completo.

2.6.1. Metodología

Para determinar las corrientes máximas y mínimas de falla en operación normal, se ha definido los siguientes escenarios:

Para dimensionamiento de equipos de corte y maniobra se selecciona un escenario de máxima corriente de falla correspondiente a máxima generación en



el año 2030, esto se realiza incrementando los aportes de corriente de cortocircuitos en los equivalentes de la red antes indicada, el incremento estimado es del 150 % de los aportes de corriente de cortocircuito en el año 2016.

Para el ajuste de coordinación de protecciones se selecciona un escenario de mínima corriente de falla correspondiente a mínima generación (con un solo generador de Ocaña) en el año 2016.

Para las simulaciones de falla trifásica y monofásica a tierra, se ha definido una red de análisis que incluye el sistema de generación Ocaña y sistema de distribución tanto de CNEL Milagro como de la CENTROSUR.

2.6.2. Corrientes de falla trifásica

Se han calculado las corrientes de falla trifásica en barras de 69 kV de la red en estudio, para determinar la máxima corriente de falla se ha considerado que la resistencia de falla sea igual a $R_f = 0 \Omega$, mientras que, para el caso de la mínima corriente de falla se ha considerado la resistencia de falla igual a $R_f = 20 \Omega$.

2.6.3. Corrientes de falla monofásica

Al igual que en el caso de falla trifásica, para determinar la máxima corriente de falla monofásica se ha considerado la resistencia de falla igual a $R_f = 0 \Omega$, y para la mínima corriente de falla se ha considerado la resistencia de falla igual a $R_f = 20 \Omega$.

2.6.4. Resultados de análisis de cortocircuito en DigSILENT

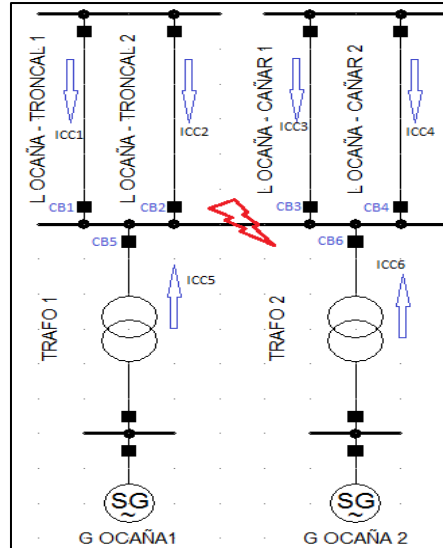
Los resultados del estudio de cortocircuito han sido tabulados y se muestran a continuación.

2.6.5.1. Para dimensionamiento de equipos de corte y maniobra

Para comprobar el dimensionamiento de los equipos de corte y maniobra se determinaron las máximas corrientes de cortocircuito que puede presentar por

cada tipo de falla en la barra de Ocaña 69 kV y La Troncal 69 kV, cada interruptor debe ser capaz de soportar los aportes de corrientes de cortocircuito de los elementos adyacentes, dichos aportes se los obtiene de la siguiente manera:

Figura 18. Cortocircuito para dimensionamiento de equipos



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Una falla antes del interruptor CB4 (visto desde la barra Ocaña) la corriente de cortocircuito es:

$$I_{CC_{CB4}} = I_{cc4} \quad (1)$$

Una falla después del interruptor CB4 la corriente de cortocircuito es:

$$I_{CC_{CB4}} = I_{cc1} + I_{cc2} + I_{cc3} + I_{cc5} + I_{cc6} \quad (2)$$

Con estos resultados se obtienen las corrientes máximas que atraviesan por cada interruptor de las líneas Ocaña – La Troncal.

Tabla 46. Resultados corrientes de cortocircuito máximo barra Ocaña

RESULTADOS	Ikss_max_3F	Iks_max_3F	Ip_max_3F
	MVA	kA	kA
INTERRUPTOR LÍNEA 1 OCAÑA-CAÑAR	5,51	4,99	13,14
INTERRUPTOR LÍNEA 2 OCAÑA-CAÑAR	5,51	4,99	13,14
INTERRUPTOR LÍNEA 1 OCAÑA-LA TRONCAL	4,97	4,61	11,86
INTERRUPTOR LÍNEA 2 OCAÑA-LA TRONCAL	4,97	4,61	11,86
INTERRUPTOR TRAF0 1 OCAÑA	6,20	5,78	14,79
INTERRUPTOR TRAF0 2 OCAÑA	6,20	5,78	14,79

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 47. Resultados corrientes de cortocircuito máximo barra La Troncal

RESULTADOS	Ikss_max_3F	Iks_max_3F	Ip_max_3F
	MVA	kA	kA
INTERRUPTOR LÍNEA 1 LA TRONCAL-OCAÑA	5,70	5,32	13,65
INTERRUPTOR LÍNEA 2 LA TRONCAL-OCAÑA	5,70	5,32	13,65
INTERRUPTOR LÍNEA LA TRONCAL-COAZUCAR	5,50	5,24	13,16
INTERRUPTOR LÍNEA LA TRONCAL-PINO	4,71	4,20	11,27
INTERRUPTOR TRAF0 2 DEVANADOS	7,09	6,61	16,97
INTERRUPTOR TRAF0 3 DEVANADOS	7,05	6,55	16,88

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Los equipos de corte y maniobra que han sido adquiridos por ELECAUSTRO para las nuevas posiciones de bahía, tanto para la subestación Ocaña como para la subestación La Troncal son capaces de soportar corrientes de cortocircuito simétrica mínima de interrupción de 20 kA. Así mismo cabe indicar que los equipos que actualmente están operando en la línea Ocaña – Cañar son de iguales características.

En las tablas 48 y 49 se verifican que la máxima corriente presentada en el análisis es de 16,97 kA. En base a este valor posteriormente se verificará el correcto dimensionamiento del equipo de corte y maniobra

2.6.5.2. Para ajuste y coordinación de protecciones

Para la coordinación de protecciones se requiere que los relés instalados en las líneas Ocaña – La Troncal puedan dar protección de respaldo a las líneas adyacentes, por lo que, para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se realiza el siguiente criterio:

Se simula un cortocircuito mínimo al 10 %, 50 %, 90 % de la línea en estudio y de las líneas adyacentes, para cada caso se registra las corrientes de cortocircuito que sienten cada uno de los relés de las líneas en dichas fallas.

Tablas 48. Resultados corrientes de cortocircuito trifásico mínimo ($R_f = 20 \Omega$)

RELÉ 1 OCAÑA									
Falla en	10%			50%			90%		
	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO
Pino-Troncal	0,660	0,670	-49,871	0,670	0,625	-51,260	0,680	0,586	-52,419
Troncal-Coazucar	0,660	0,680	-49,599	0,660	0,671	-50,061	0,660	0,663	-50,506
Poliducto 22	0,970	0,137	-29,985						
Troncal 13,8	0,970	0,136	-29,731						
Troncal - Ocaña_2	0,660	0,624	-49,206	0,660	0,398	-46,997	0,670	0,159	-41,596
Troncal - Ocaña_1	0,660	0,743	-49,504	0,660	1,012	-48,663	0,670	1,347	-46,018
Ocaña-Cañar_1	0,690	0,094	-37,746	0,740	0,096	-36,687	0,810	0,097	-36,031
Ocaña-Cañar_2	0,690	0,094	-37,746	0,740	0,096	-36,687	0,810	0,097	-36,031
Cañar-S/E_09	0,840	0,098	-35,586	0,880	0,099	-34,605	0,940	0,100	-33,770
Cañar-Sini	0,840	0,098	-35,557	0,890	0,099	-34,319	0,950	0,100	-32,970

RELÉ 2 OCAÑA									
Falla en	10%			50%			90%		
	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO
Pino-Troncal	0,660	0,670	-49,871	0,670	0,625	-51,260	0,680	0,586	-52,419
Troncal-Coazucar	0,660	0,680	-49,599	0,660	0,671	-50,061	0,660	0,663	-50,506
Poliducto 22	0,970	0,137	-29,985						
Troncal 13,8	0,970	0,136	-29,731						
Troncal - Ocaña_2	0,660	0,743	-49,504	0,660	1,012	-48,663	0,670	1,347	-46,018
Troncal - Ocaña_1	0,660	0,624	-49,206	0,660	0,398	-46,997	0,670	0,159	-41,596
Ocaña-Cañar_1	0,690	0,094	-37,746	0,740	0,096	-36,687	0,810	0,097	-36,031
Ocaña-Cañar_2	0,690	0,094	-37,746	0,740	0,096	-36,687	0,810	0,097	-36,031
Cañar-S/E_09	0,840	0,098	-35,586	0,880	0,099	-34,605	0,940	0,100	-33,770
Cañar-Sini	0,840	0,098	-35,557	0,890	0,099	-34,319	0,950	0,100	-32,970

RELÉ 1 TRONCAL									
Falla en	10%			50%			90%		
	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	Ikss (kA)	ÁNGULO
Pino-Troncal	0,590	0,670	129,954	0,590	0,625	128,552	0,600	0,586	127,383
Troncal-Coazucar	0,590	0,680	130,228	0,590	0,671	129,765	0,590	0,663	129,318
Poliducto 22	0,950	0,137	148,731						
Troncal 13,8	0,950	0,136	148,986						
Troncal - Ocaña_2	0,600	0,624	130,605	0,630	0,398	132,698	0,660	0,159	137,611
Troncal - Ocaña_1	0,600	0,445	-53,418	0,630	0,216	-54,098	0,660	0,029	156,990
Ocaña-Cañar_1	0,680	0,094	140,882	0,730	0,096	141,856	0,800	0,097	142,403
Ocaña-Cañar_2	0,680	0,094	140,882	0,730	0,096	141,856	0,800	0,097	142,403
Cañar-S/E_09	0,830	0,098	142,802	0,970	0,099	143,725	0,920	0,100	144,495
Cañar-Sini	0,830	0,098	142,831	0,880	0,099	144,004	0,940	0,100	145,284

RELÉ 2 TRONCAL									
Falla en	10%			50%			90%		
	TENSIÓN	Ikss (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN	Ikss (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN	Ikss (kA)	ÁNGULO
Pino-Troncal	0,590	0,670	129,954	0,590	0,625	128,552	0,600	0,586	127,383
Troncal-Coazucar	0,590	0,680	130,228	0,590	0,671	129,765	0,590	0,663	129,318
Poliducto 22	0,950	0,137	148,731						
Troncal 13,8	0,950	0,136	148,986						
Troncal - Ocaña_2	0,600	0,445	-53,418	0,630	0,216	-54,098	0,660	0,029	156,990
Troncal - Ocaña_1	0,600	0,624	130,605	0,630	0,398	132,698	0,660	0,159	137,611
Ocaña-Cañar_1	0,680	0,094	140,882	0,730	0,096	141,856	0,800	0,097	142,403
Ocaña-Cañar_2	0,680	0,094	140,882	0,730	0,096	141,856	0,800	0,097	142,403
Cañar-S/E_09	0,830	0,098	142,802	0,970	0,099	143,725	0,920	0,100	144,495
Cañar-Sini	0,830	0,098	142,831	0,880	0,099	144,004	0,940	0,100	145,284

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 49. Resultados corrientes de cortocircuito monofásico a tierra mínima
($R_f = 20 \Omega$)

RELÉ 1 OCAÑA									
Falla en	10%			50%			90%		
	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO
Pino-Troncal	0,850	0,079	-42,049	0,860	0,069	-47,939	0,870	0,061	-51,514
Troncal-Coazucar	0,850	0,079	-40,328	0,850	0,068	-40,089	0,850	0,057	-39,289
Poliducto 22	0,980	0,000	0,000						
Troncal 13,8	0,980	0,003	-15,943						
Troncal - Ocaña_2	0,850	0,043	-39,131	0,850	0,105	131,025	0,850	0,269	135,546
Troncal - Ocaña_1	0,850	0,177	-45,075	0,850	0,547	-49,051	0,850	0,986	-46,178
Ocaña-Cañar_1	0,860	0,284	134,036	0,880	0,194	128,112	0,910	0,142	130,946
Ocaña-Cañar_2	0,860	0,284	134,036	0,880	0,194	128,112	0,910	0,142	130,946
Cañar-S/E_09	0,920	0,118	132,694	0,940	0,076	134,078	0,960	0,036	143,615
Cañar-Sini	0,930	0,117	133,535	0,950	0,070	138,056	0,970	0,023	153,764

RELÉ 2 OCAÑA									
Falla en	10%			50%			90%		
	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO
Pino-Troncal	0,850	0,079	-42,049	0,860	0,069	-47,939	0,870	0,061	-51,514
Troncal-Coazucar	0,850	0,079	-40,328	0,850	0,068	-40,089	0,850	0,057	-39,289
Poliducto 22	0,980	0,000	0,000						
Troncal 13,8	0,980	0,003	-15,943						
Troncal - Ocaña_2	0,850	0,177	-45,075	0,850	0,547	-49,051	0,850	0,986	-46,178
Troncal - Ocaña_1	0,850	0,043	-39,131	0,850	0,105	131,025	0,850	0,269	135,546
Ocaña-Cañar_1	0,860	0,284	134,036	0,880	0,194	128,112	0,910	0,142	130,946
Ocaña-Cañar_2	0,860	0,284	134,036	0,880	0,194	128,112	0,910	0,142	130,946
Cañar-S/E_09	0,920	0,118	132,694	0,940	0,076	134,078	0,960	0,036	143,615
Cañar-Sini	0,930	0,117	133,535	0,950	0,070	138,056	0,970	0,023	153,764

RELÉ 1 TRONCAL									
Falla en	10%			50%			90%		
	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO
Pino-Troncal	0,810	0,079	137,962	0,810	0,069	132,073	0,820	0,061	17,498
Troncal-Coazucar	0,810	0,079	139,683	0,810	0,068	139,923	0,810	0,057	140,722
Poliducto 22	0,960	0,000	0,000						
Troncal 13,8	0,960	0,003	164,069						
Troncal - Ocaña_2	0,810	0,043	140,905	0,920	0,105	-48,982	0,840	0,269	-44,460
Troncal - Ocaña_1	0,810	1,162	-47,272	0,920	0,757	-49,031	0,840	0,409	-44,920
Ocaña-Cañar_1	0,850	0,284	-45,960	0,870	0,194	-51,894	0,900	0,142	-49,060
Ocaña-Cañar_2	0,850	0,284	-45,960	0,870	0,194	-51,894	0,900	0,142	-49,060
Cañar-S/E_09	0,910	0,118	-47,312	0,930	0,076	-45,928	0,950	0,036	-36,391
Cañar-Sini	0,910	0,117	-46,471	0,930	0,070	-41,950	0,960	0,023	-26,242

RELÉ 2 TRONCAL									
Falla en	10%			50%			90%		
	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO	TENSIÓN pu	3I0 (kA)	ÁNGULO
Pino-Troncal	0,810	0,079	137,962	0,810	0,069	132,073	0,820	0,061	17,498
Troncal-Coazucar	0,810	0,079	139,683	0,810	0,068	139,923	0,810	0,057	140,722
Poliducto 22	0,960	0,000	0,000						
Troncal 13,8	0,960	0,003	164,069						
Troncal - Ocaña_2	0,810	1,162	-47,272	0,920	0,757	-49,031	0,840	0,409	-44,920
Troncal - Ocaña_1	0,810	0,043	140,905	0,920	0,105	-48,982	0,840	0,269	-44,460
Ocaña-Cañar_1	0,850	0,284	-45,960	0,870	0,194	-51,894	0,900	0,142	-49,060
Ocaña-Cañar_2	0,850	0,284	-45,960	0,870	0,194	-51,894	0,900	0,142	-49,060
Cañar-S/E_09	0,910	0,118	-47,312	0,930	0,076	-45,928	0,950	0,036	-36,391
Cañar-Sini	0,910	0,117	-46,471	0,930	0,070	-41,950	0,960	0,023	-26,242

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Los resultados del estudio de cortocircuitos presentados, servirán como base para la propuesta de ajuste y coordinación de protecciones presentada en el capítulo V (Configuración de las protecciones de la línea Ocaña - La Troncal).

CAPÍTULO III

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

3.1. Introducción

La subestación se encuentra ubicada junto a la casa de máquinas y es la encargada de elevar la tensión a un nivel apto para el transporte de energía eléctrica (69 kV), actualmente solo hacia la subestación Cañar.

Con el objetivo de brindar una mejor calidad de servicio eléctrico al cantón La Troncal, es necesario realizar la ampliación de la subestación Ocaña, y con ello, la adquisición del equipamiento de potencia de las posiciones de línea de la central Ocaña.

Los equipos de potencia necesarios para este proyecto, se indican en la siguiente tabla:

Tabla 50. Equipamiento subestación Ocaña I

Equipo
Seccionador tripolar motorizado para 69 kV sin cuchilla de puesta a tierra
Seccionador tripolar motorizado para 69 kV con cuchilla de puesta a tierra
Interruptores de tanque vivo de 69 kV en SF6
Transformadores de potencial de 69 kV
Transformadores de corriente de 69 kV
Pararrayo para 69 kV

Fuente: levantamiento de información

Los equipos a suministrar serán montados en la ampliación de la subestación de la central hidroeléctrica Ocaña, por lo tanto, deben adaptarse a las condiciones físicas de la mencionada subestación, en lo que se refiere a espacio.

3.2. Equipo eléctrico

La subestación Ocaña contará con equipos eléctricos para el sistema de transformación, protección, comunicación, y tendrá la misma configuración existente utilizada para las líneas de salida Ocaña - Cañar. A manera de resumen se presentan las características generales de cada uno de los elementos, en el anexo A se detallan las características técnicas de los equipos a suministrarse.



3.2.1. Seccionadores tripolares de 69 kV

Estos dispositivos cumplen con la función de conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica con el fin de realizar maniobras de operación o de mantenimiento. La función de estos equipos es la de aislar tramos de circuitos de una forma visible.

Los seccionadores que se utilizan en instalaciones eléctricas tienen muy variadas formas constructivas, clasificándolas según su modo de accionamiento en:

- Seccionadores de cuchillas giratorias.
- Seccionadores de cuchillas deslizantes.
- Seccionadores de columnas giratorias.
- Seccionadores de pantógrafo.
- Seccionadores semipantógrafos o tipo rodilla.

Dentro de esta clasificación todos pueden tener una constitución unipolar o tripolar, siendo la segunda la mejor opción, ya que las cuchillas giratorias de cada fase se encuentran unidas entre sí por un eje común, lo que permite un accionamiento conjunto de todas ellas. El accionamiento se puede realizar de forma manual en el sitio, o por medio de un motor con mando a distancia.

En este diseño se requiere un seccionador tripolar sin cuchilla puesta a tierra para cada posición de bahía con el fin de aislar la nueva línea Ocaña – La Troncal de la barra de 69 kV, así mismo se utilizarán dos seccionadores con cuchillas de puesta a tierra para el control y protección de potencia de cada una de las ternas de la nueva línea, tal como se indica en el diagrama unifilar indicado al final del capítulo III. Las cuchillas serán giratorias con apertura vertical, su accionamiento se realizará en forma manual o con mando a distancia, según como se requiera

A continuación, se detallan las características eléctricas de los seccionadores de 69 kV:

Tabla 51. Características eléctricas de los seccionadores de 69 kV

Seccionadores tripolares para 69 kV		
Descripción	U.	Especificación
Normas aplicables		IEC 129 ANSI C.37
Características técnicas:		
Tensión nominal	kV	69
Tensión máxima de diseño	kV	72,5
Nivel de aislamiento mínimo, para 60 hz, 0 msnm	kV rms	140
Frecuencia nominal	Hz	60
Corriente nominal mínima	A	630
Corriente momentánea de cortocircuito, 3 seg.	KA	20
Corriente momentánea de cortocircuito para seccionadores de puesta a tierra, 3 seg.	KA	20
Distancia de fuga mínima	mm	1813

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

3.2.2. Interruptores automáticos de 69 kV en hexafluoruro de azufre (SF₆)

El interruptor automático es el equipo que materializa las órdenes de conexión y/o desconexión establecidas por las protecciones y automatismos. La misión de los interruptores automáticos es separar redes o instalaciones en el caso de maniobras, o aislar zonas averiadas en el menor tiempo posible en el caso de fallas.

Los interruptores más usados en los sistemas eléctricos de potencia son los de SF₆, ya que aparte de extinguir el arco de manera excelente, tienen un aislamiento superior al resto de interruptores. Este tipo de interruptores se construyen de dos formas, en tanque vivo o tanque muerto.

Se ha previsto instalar un interruptor automático para cada terna de la línea indicada, manteniendo las características de los interruptores en la línea Ocaña – Cañar existentes, es decir, los interruptores a usar serán trifásicos, tipo tanque vivo, con medio de extinción en SF₆, su accionamiento se da mediante resorte cargado por motor de corriente continua, la siguiente tabla muestra las características generales del interruptor.

Tabla 52. Características eléctricas de los interruptores de 69 kV

Interruptores de 69 kV		
Descripción	U.	Especificación
Normas aplicables		IEC 56 ANSI C.37
Tipo		Tanque vivo
Características técnicas:		
Tensión nominal	kV	69
Tensión máxima de operación	kV	72,5
Nivel de aislamiento mínimo 60 Hz, 0 msnm	kV	140
Impulso, 1.2 x 50 μ s	rms	350
Frecuencia nominal mínima	Hz	60
Corriente nominal	A	1200
Corriente de cortocircuito simétrica mínima de interrupción	kA	20
Tiempo de operación	Ciclos	3
Distancia de fuga mínima	mm	1813

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

3.2.3. Pararrayos para 69 kV

Uno de los puntos más importantes en el diseño de una subestación es la protección contra sobretensiones atmosféricas o de maniobras, y es aquí donde los pararrayos cumplen una importante función en la protección de los equipos y las instalaciones. Existen tres tipos de pararrayos:

- Pararrayos con descargadores tipo plato.
- Pararrayos con resistencia de carburo de silicio tipo válvula.
- Pararrayos sin descargadores y con resistencia no lineales metal - óxido (pararrayos MO).

Los pararrayos que se usan con frecuencia en instalaciones de alta tensión en la actualidad son los de óxido – metálico. Existen diferentes clases de descargadores de óxido – metálico, los cuales se clasifican según las normas ANSI en clase estación, intermedia y distribución. En este proyecto se utilizarán tres pararrayos tipo MO de clase estación (uno por fase) para cada línea, los cuales deben cumplir con las siguientes especificaciones:

Tabla 53. Características eléctricas de los pararrayos de 69 kV

Pararrayo de 69 kV		
Descripción	U.	Especificación
Tensión del sistema	kV	69
Frecuencia	Hz	60
Tensión de servicio continuo	kV	44
Tensión asignada	kV	55
Preparado para operar a msnm	msnm	<1000
Corriente de descarga 8/20 μ s.	kA	10
Clase de descarga de línea	-	2
Capacidad de absorción de energía	kJ/kV	>2,4
Tensión residual máxima con onda corriente descarga nominal 8/20 μ s	kV	≥ 124
Tensión residual máxima con onda corriente 30/60 μ s, 1 kA,	kV	≥ 102
Corriente de corto circuito soportada	kA	20
Nivel de clase de polución IEC	-	Alto (25 mm/kV)
Distancia mínima de fuga	mm	>1813

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Cabe mencionar que la determinación del tipo de pararrayo ha sido corroborada con el respectivo estudio de asilamiento realizado en el capítulo IV.

3.2.4. Transformadores de corriente

Para el conjunto de control y protección, en función de los grandes valores de intensidad que se presentan, se hacen necesarios el uso de transformadores de corriente.

Para la ampliación de la subestación Ocaña, con el fin de proteger y controlar cada una de las posiciones de bahía, así como determinar la energía que evacua cada terna de la línea, se instalarán tres TC en cada posición de bahía (uno por fase).

Estos TC se utilizarán para la protección de la línea Ocaña – La Troncal y para determinar la energía neta de la central, en conjunto con los TC de la línea Ocaña – Cañar.

Se ha previsto juntar tres TC monofásicos en su caja de agrupamientos respectivos formando una conexión en estrella. Además, tendrá tres núcleos diferentes de los cuales dos serán para protección (Clase 5P20) según la norma IEC 60044-1, con 5% de límite de precisión y un límite de factor de error de 20 y uno para medición (Clase 0,2).

Estos TC tendrán doble relación de transformación 300/5 y 600/5, con el fin de que se pueda acoplar al aumento de demanda a futuro.

En la siguiente tabla se indica las características generales del TC:

Tabla 54. Características eléctricas del TC

Transformador de Corriente		
Descripción	U.	Especificación
Norma aplicable	-	IEC 60044-1, ANSI C.57.13
Tensión del sistema	kV	69
Tensión máxima del sistema	kV	72,5
Tensión soportada a impulso tipo rayo	kV	350
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial 60 Hz	kV	140
Frecuencia	Hz	60
Corriente de corto circuito del sistema	kA	20
Nivel de clase de polución según IEC	-	Alto-pesado (25 mm/kV)
Distancia mínima de fuga	mm	>1813
Relaciones de transformación		300:5/ 600:5
Clase de precisión: Núcleo 1 (clase medición) Núcleo 2 (clase protección) Núcleo 3 (clase protección)		Clase 0,2 5p20 5p20
Burden: Núcleo 1 (clase medición) Núcleo 2 (clase protección) Núcleo 3 (clase protección)	VA	30 30 30

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

3.2.5. Transformador de potencial de 69 kV

En sistemas de tensiones iguales o superiores a 69 kV se utilizan transformadores de potencial tipo capacitivos (DCP's), para protección o medición.

Se instalará un transformador de potencial para detectar presencia de tensión en cada una de las ternas, dispondrá de tres núcleos diferentes de los cuales dos serán para protección (Clase 5P20) según la norma IEC 60044-2, y uno para medición (Clase 0,2)

Además, se ha diseñado para que el TP de barra actualmente instalado en la central Ocaña, sea utilizado para la medición comercial de las dos nuevas líneas Ocaña - La Troncal, el cual tiene la capacidad para realizarlo.

En la siguiente tabla se indica las características generales del TP:

Tabla 55. Características eléctricas del TP

Transformador de Potencial		
Descripción	U.	Especificación
Norma aplicable	-	IEC 60044-2, ANSI C.57.13
Tensión del sistema	kV	69
Tensión máxima del sistema	kV	72,5
Frecuencia	Hz	60
Tensión soportada a impulso tipo rayo	kV	350
Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial 60 Hz	kV	140
Corriente de corto circuito del sistema	kA	20
Nivel de clase de polución según IEC	-	Alto (25 mm/kV)
Distancia mínima de fuga	mm	>1813
Relación de transformación		$69/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$
Clase de precisión:		
Núcleo 1 (clase medición)		Clase 0,2
Núcleo 2 (clase protección)		5p20
Núcleo 3 (clase protección)		5p20
Burden:		
Núcleo 1 (clase medición)	VA	30
Núcleo 2 (clase protección)		30
Núcleo 3 (clase protección)		30

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza



CAPÍTULO IV

DISEÑO DE LA AMPLIACIÓN A LA SUBESTACIÓN OCAÑA

4.1. Introducción

Dentro de un sistema de potencia las subestaciones eléctricas juegan un papel importante, pues están compuestas por dispositivos y circuitos que tienen como objetivo modificar las variables de tensión y corrientes, además de servir como medio de interconexión y despacho entre las líneas del sistema.

De acuerdo con Hidalgo (2008), dependiendo de las funciones que desempeñan, las subestaciones se pueden clasificar en:

- **Subestaciones de centrales eléctricas:** encargadas de elevar la tensión de generación con valores típicos de 13,8 kV a niveles de 69 kV, 138 kV, 230 kV y hasta 500 kV, dependiendo del volumen de energía a transportar en líneas de transmisión para disminuir las pérdidas por el efecto Joule, ya que al elevar la tensión disminuye la corriente.
- **Subestaciones receptoras primarias:** reciben directamente una línea de transmisión y bajan el nivel de tensión a niveles de 69 kV típicamente para sub - transmisión y hasta 22 kV y 13,8 kV para distribución.
- **Subestaciones receptoras secundarias:** reciben líneas de sub - transmisión para alimentar líneas de distribución a niveles típicos 13,8, 6,9, 4,2 kV. (pág. 12).

De ahí que, el arreglo de las barras colectoras definirá la distribución de los elementos de la subestación, los mismos que van a desempeñar la función deseada, tomando en cuenta el espacio físico donde se llevará a cabo la construcción.

Para proteger la nueva línea de transmisión de 69 kV que saldrá desde la subestación Ocaña de barra simple y llegará hasta la subestación La Troncal, es necesario realizar la ampliación de la subestación Ocaña para que puedan ser instalados los equipos de alta tensión y las estructuras. En este capítulo se realiza el diseño electromecánico para la ampliación de dos nuevas bahías que



se construirá en el espacio reservado en la misma, y que será atravesado por una línea de doble circuito a nivel de 69 kV.

Para la ampliación de estas dos nuevas bahías se implementará un equipo compacto similar al existente instalado el cual cuenta con interruptor y transformadores de corriente en un lado del interruptor, en la bahía de línea se implementarán los transformadores de tensión, pararrayos y el seccionador de línea con cuchilla de puesta a tierra.

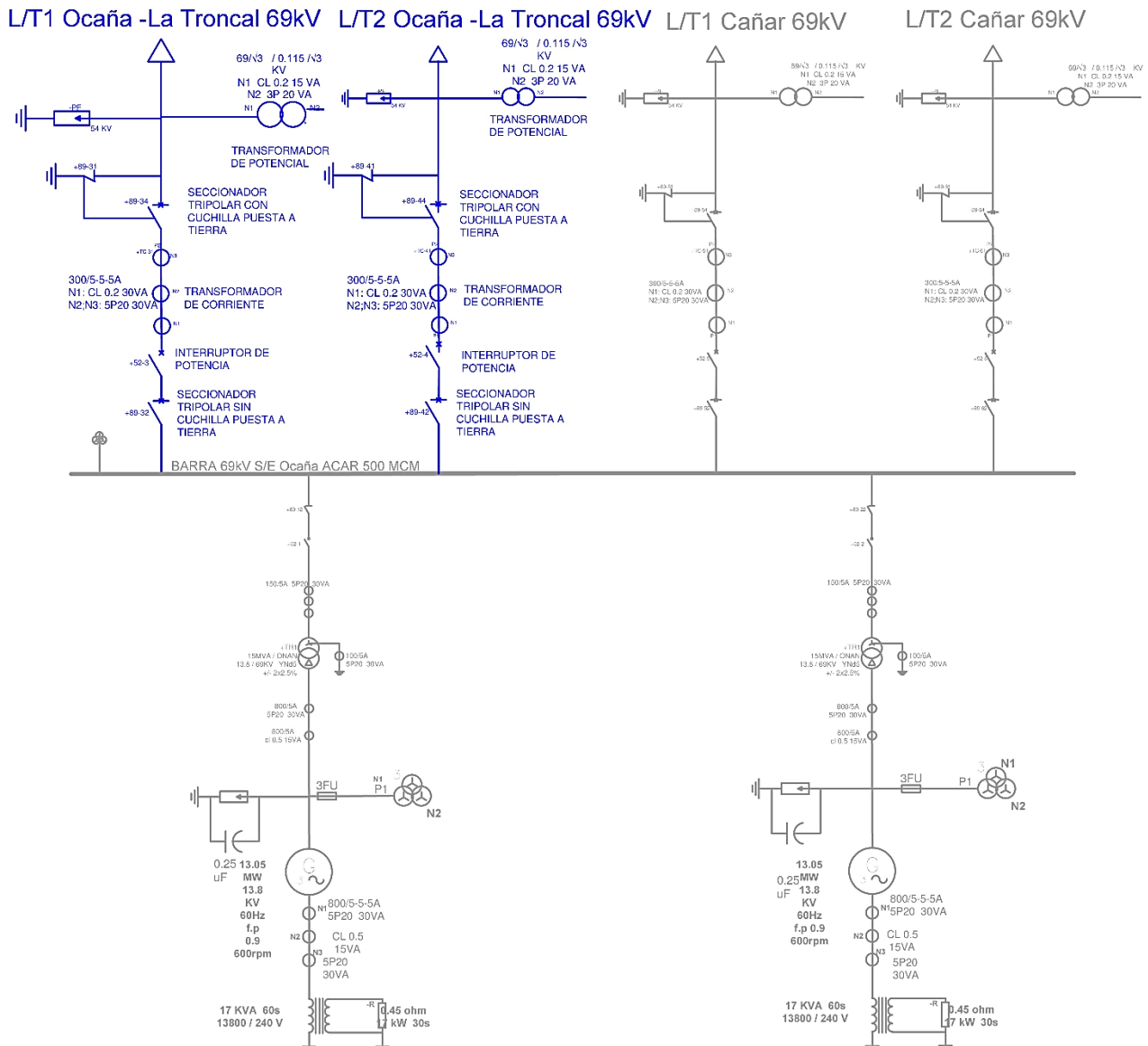
Las principales características de la subestación Ocaña son:

- Tipo: convencional
- Tensión nominal del sistema: 69 kV
- Tensión máxima de servicio: 72,5 kV
- Tensión soportada al impulso tipo rayo: 350 kV
- Tensión soportada a frecuencia industrial: 140 kV
- Corriente de cortocircuito: 20 kV

A continuación, se presenta el diagrama unifilar de la subestación Ocaña: Los equipos eléctricos necesarios para la ampliación de la subestación deben ser los indicados en el diagrama unifilar, de esta manera se tiene la siguiente lista de quipos de alta tensión:

- Un interruptor automático para la línea
- Un juego de seccionadores tripolares sin cuchillas de puesta a tierra para el interruptor de la línea
- Un juego de seccionadores tripolares con cuchillas de puesta a tierra para el interruptor de la línea
- Tres transformadores de corriente tipo exterior para protección (Uno por fase).
- Un transformador de potencial tipo exterior para protección.
- Tres pararrayos para protección contra sobretensiones (Uno por fase).

Figura 19. Esquema unifilar de la subestación Ocaña



Fuente: unidad de supervisión de proyectos ELECAUSTRO S.A
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

4.2. Principales elementos de una subestación

Una subestación eléctrica está compuesta por varios dispositivos y cada uno de ellos cumplen una función distinta: transformador de potencia, interruptor de potencia, seccionadores, transformador de potencial, transformador de corriente, sistemas de control y medición. A continuación, se mencionan los elementos más importantes de la subestación:



4.2.1. Transformador de potencia

Los transformadores de potencia son máquinas eléctricas estáticas que permiten modificar los valores de tensión y corriente con el fin de que estos tomen los valores más adecuados para el transporte y distribución de la energía eléctrica. (Endesa Educa, 2014)

4.2.2. Interruptor de potencia

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es conectar o desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones normales (máxima carga o en vacío) como en condiciones de falla. (Endesa Educa, 2014)

4.2.3. Seccionadores

Los seccionadores son elementos de corte y aislamiento que son usados para maniobra sin carga en la subestación. Poseen una capacidad de interrupción del arco eléctrico casi nula, por lo que se podrían destruir de inmediato con una falla por arco eléctrico. (Hidalgo, 2008).

El accionamiento de los seccionadores puede ser manual o mecánico, y están siempre ubicados a ambos lados del interruptor para bloquearlo cuando el interruptor está abierto.

4.2.4. Transformadores de potencial (TP)

Los transformadores de potencial son equipos encargados de aislar los instrumentos de protección y medición que se encuentran conectados a los circuitos de media o alta tensión. Su objetivo es reducir la tensión a valores proporcionales en el rango de voltios, generalmente 120 V en el lado secundario del transformador de potencial.

Hay dos tipos de transformadores de potencial, los inductivos y capacitivos. Los de tipo inductivo responden muy rápidamente a cambios de tensión, esta característica lo hace ideal para ser utilizado en el esquema de protección. El de



tipo capacitivo es apto para tele protección, debido a que permite filtrar y sintonizar determinadas frecuencias, este tipo de TP no es el adecuado para el esquema de protección debido a que no detecta rápidamente los cambios de tensión. (Hidalgo, 2008).

4.2.5. Transformadores de corriente (TC)

Transforma niveles altos de corriente a valores pequeños para alimentar equipos de medición y control, generalmente el valor para alimentar estos equipos es de 5 A. se da un pequeño desfase entre la corriente del primario con respecto a la del secundario. (Hidalgo, 2008).

Este equipo se caracteriza por tener tensión variable, es decir, que la carga del secundario se eleva cuando aumenta la impedancia en el circuito secundario.

4.2.6. Sistemas de control y medición

Son utilizados para maniobras automáticas en el sistema de la subestación. Existen dos tipos de control básicos:

- **Control local:** es el control que se ejerce de forma manual a sistemas automatizados de control y medición.
- **Control remoto:** el control de la subestación se delega a un centro de control. Se tiene control sobre interruptores, alarmas, medición, etc. Las comunicaciones entre los centros de control y la subestación se pueden hacer por microondas, fibra óptica, etc. (Amaya, 2015).

4.3. Definición de las características del equipamiento de corte y maniobra

4.3.1. Objetivo

Describir las características de los equipamientos de corte y maniobra para las dos nuevas bahías que se incorpora en la subestación Ocaña.



4.3.2. Equipo de corte y maniobra a utilizarse en la ampliación de la subestación Ocaña.

La subestación eléctrica está destinada a cambiar los niveles de tensión, y así facilitar la transferencia y distribución de energía eléctrica. Su principal equipo es el transformador de potencia.

Aparte de los transformadores de potencia, la subestación cuenta con equipos de maniobra como interruptores y seccionadores, además de otros elementos de protección como interruptores automáticos que, en conjunto, desempeñan un papel importante en los procesos de mantenimiento, operación de distribución y transporte de energía eléctrica.

Como se determinó en el capítulo II, de los resultados del estudio de cortocircuito para dimensionamiento de equipos, la corriente máxima de cortocircuito para el año 2026 es de aproximadamente 16,97 kA. Los equipos de corte y maniobra deben estar dimensionados para corrientes de cortocircuito mayores a 16,97 kA.

La unidad de supervisión de proyectos perteneciente a ELECAUSTRO ha adquirido el equipo de corte y maniobra a utilizarse en la ampliación de las dos bahías de la subestación con las siguientes características:

- **Interruptor Tripolar**

Se utilizarán dos interruptores tripolares de 69 kV, 630A, 20 kA, tipo tanque vivo, con medio de extinción en SF₆, con accionamiento mediante resorte cargado por motor de corriente continua; 125 V apropiado para la intemperie con estructura metálica.

- **Seccionador Tripolar**

Se utilizarán tres seccionadores tripolares de 69 kV, 630 A, 20 kA, BIL 350 kV, completos con tres columnas, operados a motor, sin cuchillas de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa - cable.



- **Seccionador Tripolar con cuchillas puesta a tierra**

Se utilizarán dos seccionadores tripolares de 69 kV, 630 A, 20 kA, BIL 350 kV, completos con tres columnas, operados a motor, con cuchillas de puesta a tierra, con estructura soporte y conectores terminales placa - cable.

Las características eléctricas de estos equipos se los detallaron en el capítulo III “especificaciones técnicas”

4.4. Diseño de la malla de puesta a tierra

La central Ocaña actualmente posee una malla de puesta a tierra en la subestación, la cual al realizar los cálculos y mediciones correspondientes es apta para conectar los equipos de la ampliación de la subestación Ocaña, a la cual se ha realizado el plano de ampliación de la misma que se anexa al documento en el anexo H.

4.4.1. Objetivo

El objetivo fundamental que se debe lograr con el diseño de un sistema de puesta a tierra, tanto en condiciones normales como en falla, son los siguientes:

- Evitar tensiones peligrosas entre estructuras, equipos y el terreno durante cortocircuitos a tierra o en condiciones normales de operación.
- Evitar descargas eléctricas peligrosas en las personas, durante condiciones normales de funcionamiento.
- Proporcionar un camino a tierra para las corrientes inducidas. Este camino debe ser eléctricamente lo más corto posible. (Cango & Pichogagón, 2009, pág. 15)

4.4.2. Requisitos de una malla de puesta a tierra

Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:



- a) Debe tener una resistencia de puesta a tierra menor a 2Ω , donde el sistema se pueda considerar sólidamente puesto a tierra.
- b) Las tensiones de paso y de toque que se presenten en la malla puesta a tierra deben ser menores que las tensiones de paso y de toque tolerables.
- c) La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir la actuación de las protecciones.
- d) Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- e) Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- f) Debe ser resistente a la corrosión. (Herrera & Castro, 2003, pág. 37)

El diseño de la malla de puesta a tierra se realiza sobre la base de los requerimientos establecidos en las siguientes normas:

- IEEE STD 665 - 1995 Guide for Generating Station Grounding.
- IEEE STD 80 - 2000 Guide for Safety in AC Substation Grounding.

Las aplicaciones de estas normas nos permiten garantizar niveles seguros de tensiones de paso y de toque dentro de la subestación y en sus cercanías, para que, de esta manera, la subestación tenga un sistema de puesta a tierra que garantice la seguridad de las personas y bienes que se encuentren en ella.

4.4.3. Procedimiento

El procedimiento de diseño basado en la norma IEEE std 80 - 2000 es el siguiente:

4.4.3.1. Datos de entrada:

ρ = resistividad del terreno, en $\Omega - m$.

A = área total de la malla de tierra, en m^2 .

El calibre del conductor viene dado por:

$$A_c = I \times \sqrt{\frac{33 \times t}{\log\left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1\right)}} \text{ [cm]} \quad (3)$$

Donde:

A_c = sección del conductor, en cm.

I = corriente de cortocircuito fase - tierra, en Amp.

t = tiempo de duración del corto circuito, en segundos.

T_m = temperatura máxima permitida, en °C.

T_a = temperatura ambiente, en °C.

El valor de A_c pasando a mm^2 , se obtiene de la siguiente relación:

$$1 \text{ cm} = 5 \times 10^{-4} \text{ mm}^2 \quad (4)$$

La sección mínima recomendable de acuerdo con prácticas internacionales es 2/0 AWG para malla y 5/8" para varillas.

4.4.3.2. Tensión de paso y de toque tolerables

La tensión de paso es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona, separados por una distancia de un paso que asimila a un metro.

La tensión de toque es la diferencia de potencial entre un punto en la superficie del terreno y cualquier otro punto que pueda ser tocado simultáneamente por una persona.

Los valores tolerables de tensiones de paso y de toque vienen dados por:

$$E_{\text{paso } 50 \text{ kg}} = (1000 + 6 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} \text{ [V]} \quad (5)$$



$$E_{\text{toque } 50 \text{ kg}} = (1000 + 1,5 \times C_s \times \rho_s) \times \frac{0,116}{\sqrt{t_s}} [V] \quad (6)$$

Donde:

$E_{\text{paso } 50 \text{ kg}}$ = tensión de paso tolerable para una persona de 50 kg de peso, en V.

$E_{\text{toque } 50 \text{ kg}}$ = tensión de toque tolerable para una persona de 50 kg de peso, en V.

C_s = factor de reducción de potencial de la capa superficial.

ρ_s = resistividad de la capa superficial, en $\Omega \text{ m}$.

t_s = duración del corto circuito para determinar la corriente permitida por el cuerpo, en segundos.

El valor de C_s se obtiene de:

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0,09} \quad (7)$$

Donde h_s es el espesor de la capa superficial.

4.4.3.3. Determinación de la resistencia de la malla de puesta a tierra

$$R_g = \rho \times \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 \times A}} \times \left(1 + \frac{1}{1 + h \times \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] [\Omega] \quad (8)$$

Donde:

R_g = resistencia de la malla de puesta a tierra, en Ω .

ρ = resistividad del terreno, en $\Omega \text{ m}$.



L_T = longitud total del sistema de puesta a tierra, en metros.

A = área total de la malla de tierra, en m^2 .

h = profundidad de la malla, en metros.

El valor de L_T se obtiene de la suma entre la longitud total de los conductores utilizados y la longitud total de los electrodos de tierra.

4.4.3.4. Corriente máxima de la malla de puesta a tierra

La corriente máxima viene dada por:

$$I_G = D_f \times I_g \text{ [A]} \quad (9)$$

Donde:

I_G = corriente máxima de la malla, en amperios.

D_f = factor de decremento para determinar I_G .

I_g = corriente simétrica de la malla, en amperios.

El factor de decremento está dado por:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left(1 - e^{-\frac{2 \times t_f}{T_a}}\right)} \quad (10)$$

Donde:

t_f = duración de la falla, en segundos.

T_a = constante de tiempo de la componente DC.

$$T_a = \frac{X}{R} \times \frac{1}{2\pi f} \quad (11)$$

X, R = componentes de la impedancia subtransitoria de falla.



4.4.3.5. Incremento del potencial a tierra (GPR)

La resistencia de puesta a tierra tiene que ser lo más baja posible para minimizar la elevación del potencial a tierra, cuyo valor está dado por:

$$GPR = I_G \times R_g [V] \quad (12)$$

Donde:

I_G = corriente máxima de la malla, en amperios.

R_g = resistencia de la malla de puesta a tierra, en Ω .

4.4.3.6. Coeficientes K_s , K_m y K_i

K_s es el factor de espaciamento para la tensión de paso, la norma indica que la máxima tensión de paso se presenta a una distancia de un metro sobre el suelo, comenzándose y extendiéndose fuera del perímetro del conductor en el ángulo que divide la parte extrema de la esquina de la malla, K_s se define como:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \times \left[\frac{1}{2 \times h} + \frac{1}{D \times h} + \frac{1}{D} \times (1 - 0,5^{n-2}) \right] \quad (13)$$

Donde:

K_s = factor de espaciamento para la tensión de paso de la malla.

h = profundidad de los conductores de la malla, en metros.

D = espaciamento entre conductores paralelos, en metros.

n = número de conductores paralelos en una dirección.

n representa el número de conductores paralelos de una malla dada, aplicable a mallas cuadradas, rectangular irregulares, representa el número de conductores paralelos en una malla rectangular equivalente, y está dado por:

$$n = n_a n_b n_c n_d \quad (14)$$

Donde:



$$n_a = \frac{2L_c}{L_p}; n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}; n_c = \left(\frac{L_x \times L_y}{A}\right)^{\frac{0,7 \times A}{L_x \times L_y}}; n_d = 1 \quad (15)$$

L_x = lado mayor de la malla.

L_y = lado menor de la malla.

L_p = longitud del perímetro.

L_c = longitud total de los conductores utilizados.

A = área total de la malla de puesta a tierra.

El factor K_m viene expresado como:

$$K_m = \frac{1}{2 \times \pi} \times \left[\ln \left(\frac{D^2}{16 \times h \times d} + \frac{(D + 2 + h)^2}{8 \times D \times d} - \frac{h}{4 \times d} \right) \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} \times \ln \left[\frac{8}{\pi \times (2 \times n - 1)} \right] \quad (16)$$

Donde:

K_m = factor de espaciamiento para la tensión de la malla.

d = diámetro del conductor de la malla, en metros.

D = espacio entre conductores paralelos, en metros.

n = número de conductores paralelos en una dirección.

h = profundidad de los conductores de la malla, en metros.

K_{ii} = factor de ponderación correctivo que se ajusta a los efectos de los conductores

K_h = factor de ponderación correctivo que enfatiza el efecto de la profundidad de la malla.

$K_{ii} = 1$ para mallas con varias varillas de puesta a tierra

$K_{ii} = \frac{1}{(2 \times n)^{2/n}}$ para mallas sin varillas de puesta a tierra



$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (17)$$

El factor de irregularidad K_i es:

$$K_i = 0,644 + 0,148 \times n \quad (18)$$

Donde:

K_i = factor de corrección para la geometría de la malla.

n = número de conductores paralelos en una dirección.

4.4.3.7. Tensiones de la malla y de paso

El cálculo de las tensiones de la malla y de paso, E_m y E_s , viene dado por:

$$E_m = \frac{\rho \times K_m \times K_i \times I_G}{L_T} [V] \quad (19)$$

$$E_s = \frac{\rho \times K_s \times K_i \times I_G}{L_s} [V] \quad (20)$$

Donde:

E_m = tensión en el centro de la malla, en voltios.

E_s = tensión de paso entre un punto sobre la esquina exterior de la malla y a un metro en diagonal fuera de la malla, en voltios.

L_s = longitud efectiva para la tensión de paso, en metros.

4.4.4. Cálculos para la malla de puesta a tierra

La tabla 56 indica los datos que se han utilizado para realizar los cálculos, en la tabla 57 se muestra los resultados obtenidos:

Tabla 56. Datos de entrada de la subestación

DATOS DE ENTRADA				
PARÁMETRO	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA	
Resistividad del terreno	ρ : 200,00	$\Omega \cdot m$	ELECAUSTRO	
Resistividad de la superficie	ρ_s : 3000,00	$\Omega \cdot m$	ELECAUSTRO	
Ancho de la capa superficial de grava	h_s : 0,15	m	ELECAUSTRO	
Área total de la malla a tierra	A: 2400,00	m^2	Plano LT-SE-001	
Profundidad del enterramiento de la malla	h: 0,80	m	Plano LT-SE-001	
Longitud total del conductor enterrado	L_T : 1159,20	m		
Tiempo de duración de la corriente por el cuerpo	t_s : 0,50	seg		
Corriente de cortocircuito fase-tierra	I: 3654,00	rms A	Estudio de cortocircuitos	
Corriente máxima de la malla	I_G : 1827,00	rms A		
Temperatura máxima	T_m : 450,00	$^{\circ}C$	IEEE std 80-2000 Pag.42 (Tabla 1.)	
Temperatura ambiente máxima	T_a : 30,40	$^{\circ}C$		
Tiempo de duración del cortocircuito	t_c : 0,50	seg		
Longitud total del conductor utilizado	L_C : 1080,00	m		
Longitud perimetral de la malla	L_p : 200,00	m		
Longitud máxima en la dirección de x	L_x : 60,00	m	Plano LT-SE-001	
Longitud máxima en la dirección de y	L_y : 40,00	m	Plano LT-SE-001	
Longitud de una varilla	L_r : 2,40	m	Plano LT-SE-001	
Longitud total de las varillas	L_R : 79,20	m		
Espaciamiento entre conductores paralelos	D: 5,00	m	Plano LT-SE-001	
Diámetro del conductor de la malla	d: 0,01	m	IEE std 142-2007	

Fuente: levantamiento de información

Tabla 57. Resultados obtenidos para la malla de puesta a tierra

RESULTADOS OBTENIDOS				
PARÁMETROS	VALOR	UNIDAD	REFERENCIA	
Sección de conductor	A: 11,92	mm^2	IEEE std 80-2000 Pag.42 (Ecuación 40)	
Factor de decremento de la capa superficial	C_s : 0,78		IEEE std 80-2000 Pag.23 (Ecuación 27)	
Tensión tolerable de paso	E_{paso} : 2480,92	V	IEEE std 80-2000 Pag.27 (Ecuación 29)	
Tensión tolerable de toque	E_{toque} : 743,27	V	IEEE std 80-2000 Pag.27 (Ecuación 32)	
Resistencia de la malla de puesta a tierra	R_g : 1,94	Ω	IEEE std 80-2000 Pag.65 (Ecuación 52)	
Incremento de potencial a tierra	GPR: 3537,34	V	IEEE std 80-2000 Pag.133 (Ecuación B.12)	
Número efectivo de conductores en la malla de puesta a tierra	n_a : 10,80		IEEE std 80-2000 Pag.93 (Ecuación 85)	
	n_b : 1,01		IEEE std 80-2000 Pag.93 (Ecuación 86)	
	n_c : 1,00		IEEE std 80-2000 Pag.93 (Ecuación 87)	
	n_d : 1,00		IEEE std 80-2000 Pag.93 (Ecuación 88)	
	n: 10,91		IEEE std 80-2000 Pag.93 (Ecuación 84)	
Factor de ponderación correctivo	k_{ij} : 0,57		IEEE std 80-2000 Pag.93 (Ecuación 82)	
Factor de ponderación de la profundidad	k_p : 1,34		IEEE std 80-2000 Pag.93 (Ecuación 83)	
Factor de espaciamento para la tensión de malla	k_m : 0,75		IEEE std 80-2000 Pag.93 (Ecuación 81)	
Factor de corrección para la geometría de la malla	k_i : 2,26		IEEE std 80-2000 Pag.94 (Ecuación 89)	
Longitud efectiva para la tensión de paso	L_s : 1159,20	m	IEEE std 80-2000 Pag.94 (Ecuación 93)	
Factor de espaciamento para la tensión de la malla	k_s : 0,32		IEEE std 80-2000 Pag.94 (Ecuación 94)	
Tensión en el centro de la malla	E_m : 513,14	V	IEEE std 80-2000 Pag.91 (Ecuación 80)	
Tensión de paso entre un punto sobre la esquina exterior de la malla y a 1 m en diagonal fuera de la malla	E_g : 298,56	V	IEEE std 80-2000 Pag.94 (Ecuación 92)	

Fuente: levantamiento de información



4.4.5. Resultados

- Las tensiones de paso y de toque de la malla que han sido calculados son menores que los permitidos por la subestación de 69 kV.
- La malla total de puesta a tierra, incluido el de la ampliación de la subestación, tiene un valor calculado de la resistencia que está dentro de los rangos permitidos.
- La malla ha sido diseñada acorde a la norma IEEE Std. 80 - 2000, el cual, de la nueva malla propuesta, esta no requiere modificaciones adicionales.
- Se concluye que el diseño del sistema de puesta a tierra propuesto para la subestación Ocaña 13,8/69 KV es satisfactorio, debido a que la tensión en el centro de la malla es menor que la tensión de toque tolerable, lo cual nos indica que el diseño esta correcto y no requiere modificaciones.
- La malla presenta una resistencia de puesta a tierra de valor menor a 2 Ω , por lo que se cumple con el diseño requerido. La resistencia de puesta a tierra de la configuración es de 1,94 Ω .
- Se recomienda que los equipos de control tengan una malla de puesta a tierra independiente de la malla de la subestación, debido a que, al haber una descarga grande en la subestación o un cortocircuito, las corrientes de cortocircuito pueden ingresar a dichos equipos y pueden llegar a quemar los componentes.

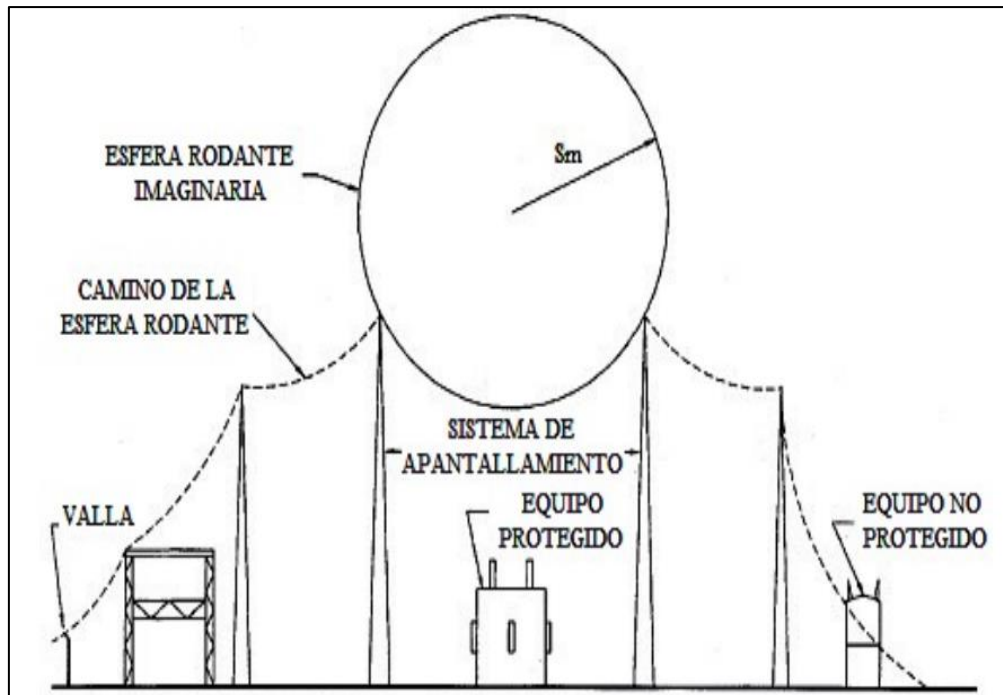
4.5. Apantallamiento de la subestación Ocaña

Para el apantallamiento en patios de subestaciones eléctricas se trabajará con la norma IEEE Std 998 "*Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations*".

4.5.1. Objetivo del apantallamiento en subestaciones eléctricas.

El objetivo principal del diseño del apantallamiento en subestaciones eléctricas es proteger todos los equipos y elementos que puedan ser afectados por descargas atmosféricas directas, para el apantallamiento de la subestación Ocaña se utilizó el método de la esfera rodante.

Figura 20. Método de la esfera rodante



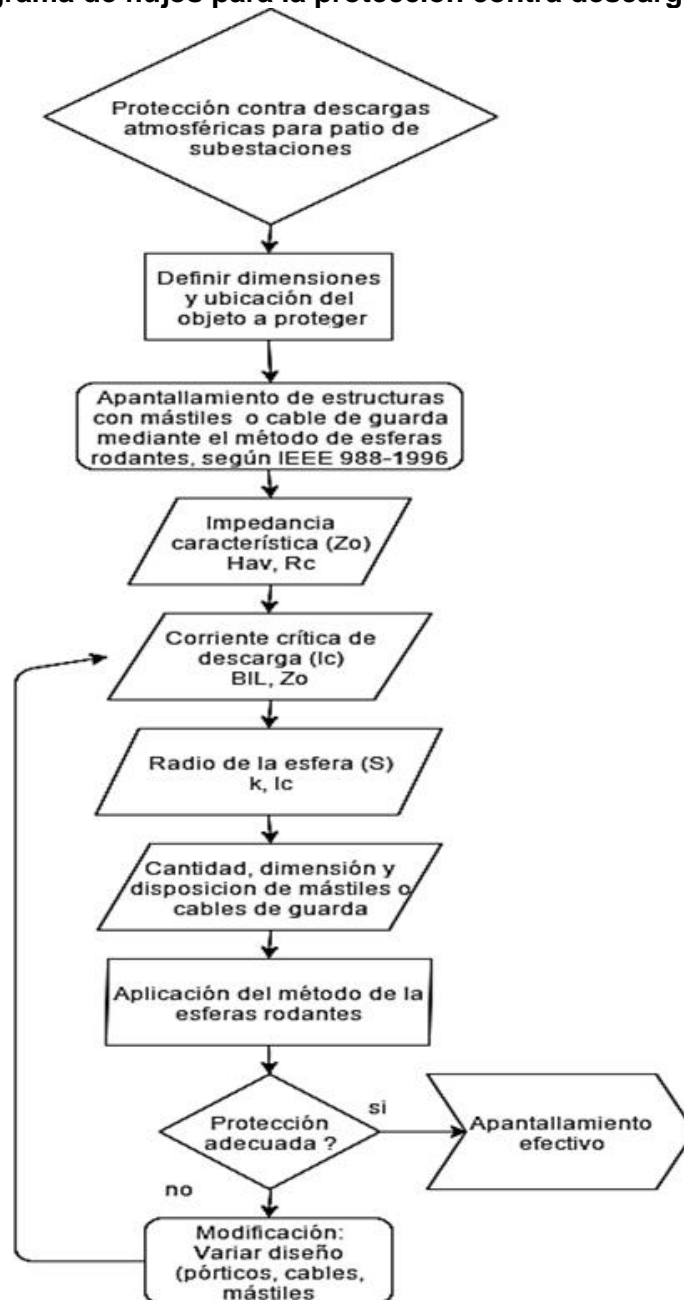
Fuente: (IEEE Std 998 - 1996)

El método de la esfera rodante consiste en hacer rodar una esfera imaginaria sobre los dispositivos de apantallamiento con los cuales se desea realizar el diseño, este método brinda protección a los equipos, barrajes o estructuras siempre y cuando los mismos permanezcan debajo de la esfera cuando ésta se desplaza.

Diagrama flujo para diseño de sistema de protección contra descargas atmosféricas:

Como una manera de ilustrar el uso de la Norma IEEE 998 se elabora un diagrama de flujo presentada en la figura 21, el cual muestra los pasos a seguir para obtener un correcto apantallamiento.

Figura 21. Diagrama de flujos para la protección contra descargas atmosféricas



Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

4.5.2. Metodología de protección para patios de subestaciones - norma IEEE Std 998

4.5.2.1. Cálculo de la impedancia característica (Z_0)

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln\left(\frac{2h_{av}}{R_c}\right) \times \ln\left(\frac{2h_{av}}{r}\right)} [\Omega] \quad (21)$$



Donde:

Z_0 = Impedancia característica, Ω .

R_c = radio corona, m.

r = radio del conductor, ya sea para fases conformadas por un solo conductor R_0 o para un haz de conductores, 0,0103 m.

h_{av} = altura promedio de los barrajes, m.

Dependiendo de la cantidad de conductores que se tengan por fase, se procede de una determinada forma para obtener el radio corona que se necesita en la ecuación de la impedancia característica:

• **Caso 1:** un solo conductor por fase:

$$R_c * \ln\left(\frac{2h_{av}}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_0} = 0 \text{ [m]} \quad (22)$$

Donde:

E_0 = es el gradiente de corona límite y usualmente tiene un valor de 1500 [kV/m] (recomendado en la norma ANSI-IEEE 998 Anexo C)

V_c = es la máxima tensión de soporte para el aislamiento de los aisladores para una onda de impulso con polaridad negativa con un frente de onda de 6 μ s, aprox. 325 [kV].

Esta ecuación puede ser resuelta por métodos como Newton Raphson, tomando una condición dada por $R_c = 1,2 \times 10^{-4} \times V_c$.

• **Caso 2:** un haz de conductores por fase

La condición inicial para este caso depende del radio del haz de conductor R_0 , por lo cual:

$$R_c' = R_0 + R_c \quad (23)$$

En el anexo C de la Norma IEEE Std 998 se puede observar la metodología para cálculo de radios equivalentes de un haz de conductores para obtener el radio corona.

4.5.2.2. Cálculo de la altura promedio de los barrajes (h_{av})

$$h_{av} = \frac{1}{3} h_{max} + \frac{2}{3} h_{min} \text{ [m]} \quad (24)$$

Donde:

h_{max} = es la altura de conexión del cable de fase, 10,5 m

h_{min} = es su altura a la mitad del vano

$$h_{min} = h_{max} - \omega \times L \text{ [m]} \quad (25)$$

Donde:

L = es la longitud del vano

ω = es una constante que relaciona la flecha máxima Y_c con la longitud del vano L y cuyo valor se encuentra entre 0,02 y 0,06

4.5.2.3. Cálculo de la corriente crítica de descarga (I_c)

Con el valor de la impedancia característica (Z_0), se obtiene el valor de la corriente crítica de descarga, este valor indica cuán perjudicial es, en el aislamiento, la sobretensión que ésta misma produce; el valor de I_c viene dada por:

$$I_c = \frac{2,2 \times BIL}{Z_0} \text{ [kA]} \quad (26)$$

Donde:

I_c = corriente crítica de descarga en kA

BIL = nivel básico de aislamiento en kV, 325 kV.

Z_0 = impedancia característica de los conductores en Ω

4.5.2.4. Cálculo de la distancia efectiva de descarga (S_m)

$$S_m = 8 \times k \times I_c^{0.65} \text{ [m]} \quad (27)$$

Donde:

S_m = distancia efectiva de descarga en metros.

I_c = corriente crítica de descarga en kA.

$k = 1$ para uso de cables de guarda como dispositivos de apantallamiento.

$k = 1,2$ en caso de uso de mástiles o puntas Franklin.

4.5.3. Resultados

El cálculo del apantallamiento de la subestación Ocaña se realizó mediante el uso del Excel y los resultados obtenidos se lo muestra en la siguiente tabla:

Tabla 58. Resultados del apantallamiento de la subestación Ocaña

RESULTADOS		
Distancia de descarga efectiva	hilo de guarda	$S_m = 12,553 \text{ m}$
	mástiles	$S_m = 13,718 \text{ m}$
Corriente crítica de flameo		$I_c = 1,732 \text{ kA}$
Impedancia característica	sin hmin	$Z_0 = 412,889 \Omega$
Altura promedio	sin hmin	$h_{av} = 10,080 \text{ m}$
Radio corona		$R_c = 0,039 \text{ m}$
Límite práctico de separación entre cables de guarda adyacentes		$2d = 7,000 \text{ m}$
Altura efectiva del apantallamiento		$h_e = 0,498 \text{ m}$

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Debido a que la corriente crítica de flameo obtenido es 1,732 kA, se selecciona una corriente crítica de descarga de 2 kA, la cual es recomendada por la norma IEEE std 998-1996, dada la poca probabilidad de que se produzca una descarga atmosférica con una magnitud de corriente inferior a este valor. Con la anterior consideración se obtiene un radio de descarga de 12,553 m.

La altura efectiva de los dispositivos de protección, en este caso los cables de guarda, se obtiene con la siguiente ecuación:

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2} [m] \quad (28)$$

Donde 2d es la separación entre cables de guarda expresada en metros.

Teniendo en cuenta un radio de descarga de 12,553 m y una separación entre los cables de guarda (2d) de 7 m, se obtiene una altura efectiva de 0,498 m de los cables de guarda sobre los conductores de fase de las barras, que en este caso son los elementos más expuestos a descargas atmosféricas directas en el patio de 69 kV.

La altura de los cables de guarda se adoptó como 1,5 m sobre el nivel de conexión, quedando el cable de guarda a una altura de 12 m, por lo tanto, se tiene una altura del cable de guarda superior a la altura efectiva requerida, cumpliendo así con el criterio de diseño.

4.6. Coordinación de aislamiento de la subestación Ocaña

4.6.1. Objetivo

Presentar la metodología, los datos y los resultados del estudio de coordinación de aislamiento y de selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones (pararrayos) para la ampliación de la subestación Ocaña 69 kV, de igual manera, determinar el nivel de aislamiento de los equipos correspondientes a la ampliación de la subestación.



4.6.2. Normas para la coordinación de aislamiento

Las normas establecen el procedimiento para determinar las características de aislamiento necesario y suficiente de los equipos en una subestación.

El procedimiento consiste en relacionar las sobretensiones que puedan aparecer en el sistema y los niveles de protección de los pararrayos con los niveles de aislamiento del equipo, para garantizar que el nivel de tensión soportado por el aislamiento del equipo sea mayor que la tensión que pueda aparecer como resultado de una sobretensión transitoria, una vez que esta ha sido limitada por los dispositivos de protección o pararrayos; así se asegura la no ocurrencia de fallas de aislamiento en la subestación. (Aguilar E. , 2015)

Las Normas a utilizar para el cálculo de coordinación de aislamiento son:

- IEC 60071 - 1, Insulation Coordination: Definition, Principles and Rules.
- IEC 60071 - 2, Insulation Coordination: Application Guide.

4.6.3. Determinación de las distancias eléctricas basadas en el BIL

Para los niveles de tensión a 69 kV y 13,8 kV los niveles de BIL (Basic Lightning Impulse Insulation Level) estandarizado para sus equipos son de 325 kV y 95 kV respectivamente, donde las distancias eléctricas fase a tierra basadas en el BIL se puede observar en la Tabla 59, obtenidas de la tabla 2 de la Norma IEC 60071 - 1 y la tabla A1 de la Norma IEC 60071 - 2.

Para las distancias mínimas entre fase - fase según la Norma IEC 60071 deben ser las mismas que las de fase - tierra, en el caso de tensiones de línea a línea menores 245 kV. Los valores seleccionados para distancias mínimas según la Tabla 59 son 630 mm para 69 kV y 160 mm para 13,8 kV.

4.6.4. Coordinación de aislamiento de la subestación Ocaña

En una subestación eléctrica se pueden presentar anomalías como sobretensiones debido a descargas atmosféricas, a maniobras y a fallas en el sistema, las mismas que pueden provocar fallas en el aislamiento de los equipos

de la subestación provocando daños e incluso la salida del servicio de la subestación. (Aguilar & Pinos, 2013, pág. 13)

Tabla 59. Distancias mínimas según Norma IEC 60071

Tensiones máximas del equipo (Fase-Fase) U_m kV(rms)	Tensión soportada a 60 Hz (Fase-Tierra) kV (rms)	BIL (Fase-Tierra) kV	Distancias mínimas fase a tierra basadas en el BIL (mm)
7.2	20	40 60	60 90
12	28	60 75 95	90 120 160
17.5	38	75 95	120 160
25	50	95 125 145	160 220 270
52	95	250	480
72.5	140	325	630
145	230 275	650 750	1300 1500
245	360 395 460	850 950 1050	1700 1900 2100

Fuente: IEC 60071 - 1, IEC 60071 - 2

Para realizar el análisis de la coordinación de aislamiento se toma como base la determinación de sobretensiones originadas por dichas anomalías, las cuales pueden estresar el aislamiento y la fortaleza eléctrica que deben tener los equipos. Para estos casos, la Norma IEC 60071 - 2 estipula cuatro pasos a seguir para la coordinación de aislamiento:

1. Determinación de las sobretensiones representativas del sistema (U_{rp}).
2. Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación (U_{cw}).
3. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas (U_{rw}).
4. Determinación de las tensiones de soportabilidad estándares (U_w).

4.6.4.1. Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})

Tensión a frecuencia industrial: Para propósitos de coordinación de aislamiento se considera la tensión más alta del sistema, en este caso corresponde a la máxima tensión permisible de los equipos de patio $U_s = U_m$ y la tensión base (U_{base}).

$$U_{base} = U_m \times \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \text{ [kV]} \quad (29)$$

A nivel de tensión de 69 kV, se obtiene la máxima tensión del sistema (U_s) con una variación de $\pm 5\%$, esto quiere decir que, la máxima tensión continua permitida en la red es de $U_s = 1,05 \times 69 \text{ kV} = 72,5 \text{ kV}$ de línea a línea. Para niveles de media tensión con 13,8 kV, la máxima tensión permitida en la red es de $U_s = 14,49 \text{ kV}$ de línea a línea.

La distancia mínima de fuga en aislamiento a 69 kV y 13,8 kV será determinada por el nivel de contaminación del ambiente de acuerdo a la Norma IEC 60071 - 2. Estos niveles van de menor a mayor (I al IV), y se clasifican en: ligero, medio, alto y muy alto.

La siguiente tabla muestra las diferentes distancias mínimas específicas para los diferentes niveles de contaminación según la Norma IEC 60071 - 2:

Tabla 60. Distancia mínima específica nominal

Nivel de polución	Distancia mínima específica nominal (mm/kV)
Ligero	16
Medio	20
Alto	25
Muy Alto	31

Fuente: IEC 60071 - 2.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Para el diseño de la subestación Ocaña se ha escogido un nivel de contaminación ligero (I) debido a que la subestación se encuentra en área montañosa con baja densidad de industrias, pero por razones de seguridad se ha optado por el nivel de contaminación medio (II), en el cual, la distancia mínima de fuga nominal por cada kV de fase a fase es de 20 mm/kV.

En la tabla 61 se muestran los resultados de las distancias de fuga del aislamiento requeridas para los equipos de alta y media tensión de la subestación Ocaña en base a la siguiente formula:

$$D_{fuga} = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \times \frac{1}{k_a} \times k_f [mm] \quad (30)$$

Donde:

D_{fuga} = distancia de fuga requerida, mm.

U_m = tensión máxima del sistema, kV r.m.s.

k_a = factor de corrección por altura.

k_f = coeficiente de fuga, mm/kV.

El factor k_a es igual a la densidad relativa del aire para la altura sobre el nivel del mar, se lo determina con la siguiente fórmula:

$$k_a = \delta_r = 1,013 - 0,000107283 \times h \quad (31)$$

Tabla 61. Distancia de fuga del aislamiento requerida para los equipos de patio de la subestación Ocaña

Tensión nominal kV (fase- fase)	Tensión máxima del sistema U_m kV (fase-fase)	Tensión base U_{base} kV	Nivel de contaminación según la norma IEC 60071-2	Distancia mínima de fuga específica (mm/kV)	Distancia de fuga requerida (mm)
69	72,5	59,20	medio	20	864,502
13,8	14,9	12,17			177,718

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Sobretensiones temporales:

Es una elevación de tensión de larga duración (desde varios milisegundos a varios segundos) y de frecuencia igual o próxima a la frecuencia de operación. Este tipo de sobretensión se origina debido a fallas a tierra u operaciones de maniobra, como por ejemplo, rechazos de carga



Los valores expresados en p.u. de las amplitudes de las sobretensiones temporales, corresponden al valor pico fase - tierra de la tensión más elevada del sistema.

$$1 \text{ p. u.} = \frac{\sqrt{2} U_s}{\sqrt{3}} \quad (32)$$

Cuando se presentan sobretensiones debido a alguna falla a tierra en un punto específico del sistema, se da un incremento de la tensión fase - tierra en todas las fases. Es por ello que dentro del cálculo de las sobretensiones temporales se considera el factor de falla a tierra k ; así, cuando el sistema está sólidamente puesto a tierra, el anexo B de la Norma IEC 60071 - 2 establece que la máxima sobretensión no sobrepasa 1,3 veces al valor r.m.s. de la tensión máxima fase - tierra del sistema, obteniendo así las tensiones representativas fase - tierra con un factor de falla a tierra $k = 1,3$ y con una máxima tensión de diseño de los equipos U_m tanto para alta y media tensión.

$$U_{rp} = 1,3 \left(\frac{72,5}{\sqrt{3}} \right) = 54,42 \text{ kV}$$

$$U_{rp} = 1,3 \left(\frac{14,9}{\sqrt{3}} \right) = 11,19 \text{ kV}$$

Con relación a los rechazos de carga, se deben estimar las sobretensiones temporales, que afectan el aislamiento fase - fase y fase - tierra. La Norma IEC 60071 - 2 recomienda que, para el cálculo en sistemas moderadamente extendidos, se considere un factor de sobretensión de 1,2, esto sería:

En el caso de 69 kV con una máxima tensión de diseño de los equipos $U_m = 72,5 \text{ kV}$

$$\text{Fase a tierra } U_{rp} = 1,2 \left(\frac{72,5}{\sqrt{3}} \right) = 50,23 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } U_{rp} = 1,2(72,5) = 87 \text{ kV}$$

En el caso de 13,8 kV con una máxima tensión de diseño de los equipos $U_m = 14,9 \text{ kV}$

$$\text{Fase a tierra } U_{rp} = 1,2 \left(\frac{14,9}{\sqrt{3}} \right) = 10,32 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a fase } U_{rp} = 1,2(14,9) = 17,88 \text{ kV}$$

Sobretensiones representativas temporales:

Las sobretensiones de tipo representativas temporales para fase - tierra tanto para alta y media tensión será la mayor entre las fallas a tierra y los rechazos de carga.

Estas sobretensiones se explican en la siguiente tabla:

Tabla 62. Sobretensión representativa temporal

	69 kV	13,8 kV
Fase a tierra	$U_{rp} = 54,42 \text{ kV}$	$U_{rp} = 11,18 \text{ kV}$
Fase a fase	$U_{rp} = 87 \text{ kV}$	$U_{rp} = 17,88 \text{ kV}$

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

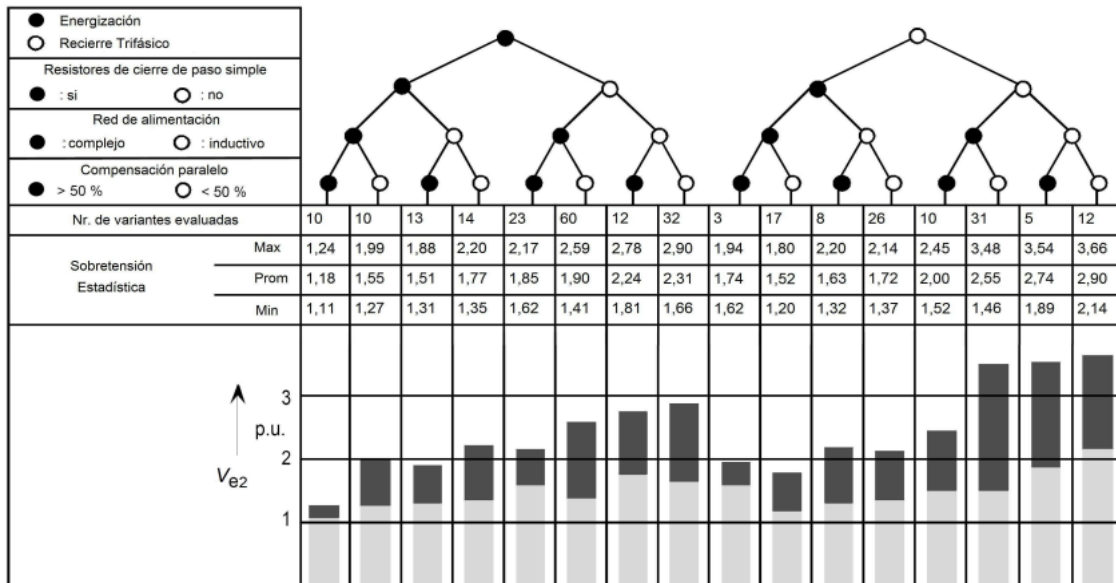
Sobretensiones de frente lento:

Las sobretensiones de frente lento son generalmente originadas por maniobras o modificaciones en la topología de la red eléctrica, estas pueden ser el cierre y energización de una línea, despejes de fallas y rechazos de carga. Además, se pueden originar por descargas atmosféricas ocasionadas en las líneas de transmisión en un punto alejado a la subestación.

El análisis de energización y re - cierre de una línea es recomendado en la Norma IEC 60071 - 2 para subestaciones de Rango 1 (Menores a 245 kV), el cual se revisa a continuación:

Respecto a la energización y re - cierre, el valor de sobretensión de frente lento que tiene una probabilidad del 2 % de ser sobrepasado, la sobretensión de fase a tierra U_{e2} y fase a fase U_{p2} deberán ser definidos conforme a lo expuesto en las figuras 1 y 2 de la Norma IEC 60071 - 2, las cuales se pueden revisar a continuación:

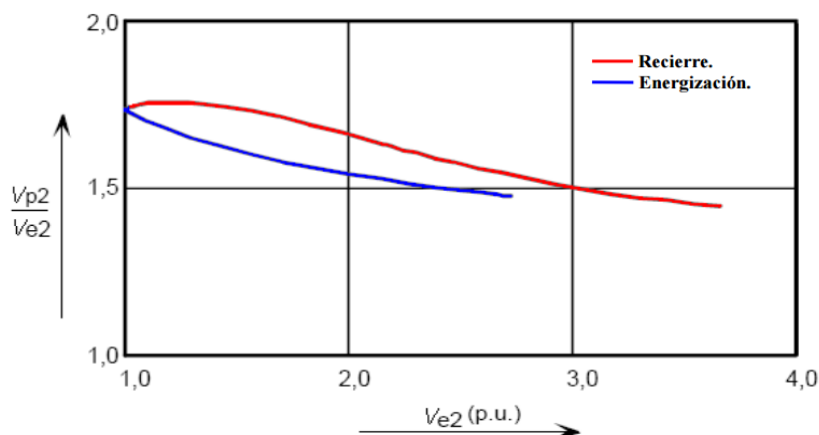
Figura 22. Guía para la selección de U_{e2} para sobretensiones de frente lento por eventos de energización y re energización de líneas



Fuente: Norma IEC 60071 - 2 Insulation Coordination Application Guide

El valor de sobretensión fase - fase U_{p2} se puede estimar con base en el valor de sobretensión fase - tierra U_{e2} , en la figura 22 se ilustra los valores de U_{e2} en función de la relación entre los valores fase - fase y fase - tierra. La parte superior de la curva corresponde a las sobretensiones trifásicas por re-cierre, mientras que el tramo inferior se aplica a las sobretensiones por energización.

Figura 23. Guía para la selección de U_{p2} para sobretensiones de frente lento por eventos de energización y re energización de líneas



Fuente: Norma IEC 60071 - 2 Insulation Coordination Application Guide

De acuerdo a lo anotado anteriormente, se obtiene como resultado:

$$U_{e2} = 2,6 \text{ p. u.}$$



$$U_{p2} = 1,5 * 2,6 = 3,9 \text{ p. u.}$$

Estos valores surgen conforme a los siguientes criterios:

- Maniobra a considerar: energización.
- Disyuntores provistos de resistencias de pre inserción: no.
- Red de alimentación: compleja
- Porcentaje de compensación en paralelo: < 50 %.

En el caso de las sobretensiones de frente lento ubicadas en estos rangos de tensión, las sobretensiones representativas U_{rp} serán iguales a los valores de tensión de truncado de la distribución de probabilidad de sobretensión fase a tierra U_{et} y fase a fase U_{pt} .

De acuerdo al anexo D de la norma IEC 60071, las sobretensiones representativas para los equipos en la entrada de la línea sin tener en cuenta los descargadores de sobretensiones son los siguientes:

$$U_{et} = 1,25 \times U_{e2} - 0,25 \text{ [p. u.]} \quad (33)$$

$$U_{pt} = 1,25 \times U_{p2} - 0,43 \text{ [p. u.]} \quad (34)$$

Así, se obtiene como resultado una tensión de truncado $U_{et} = 3 \text{ p.u.}$, que multiplicado por la tensión base (U_{base}) conduce a $U_{et} = 178 \text{ kV}$ fase a tierra y $U_{pt} = 4,45 \text{ p.u.}$ que corresponden a $U_{pt} = 263 \text{ kV}$ fase a fase, resultados para niveles de alta tensión (69 kV).

Para el nivel de tensión (13,8 kV) se tiene $U_{et} = 36,5 \text{ kV}$ fase a tierra y $U_{pt} = 54,1 \text{ kV}$ fase a fase.

La siguiente tabla muestra los niveles de protección del pararrayo para impulso de maniobra U_{ps} y para impulso atmosférico U_{pl} , para corrientes nominales de 1 kA y 10 kA respectivamente del pararrayo, tomado de la norma IEC 60099-4, p. 215, Anexo K.

Tabla 63. Niveles de protección del pararrayo

para 13,8 kV		para 69 kV	
U_{ps} (kV)	U_{pl} (kV)	U_{ps} (kV)	U_{pl} (kV)
30	36	135	180

Fuente: Norma IEC 60099-4**Elaborado por:** Henry Calle y Juan Espinoza

Con respecto a las sobretensiones representativas de frente lento por el uso de pararrayos, la Norma IEC 60071 - 2 determina que el nivel de protección U_{ps} será el que establezca las sobretensiones representativas fase - tierra, donde $U_{rp} = U_{ps}$. Por lo tanto, las sobretensiones representativas de frente lento son:

Tabla 64. Sobretensiones representativas de frente lento

	69 kV	13,8 kV
Fase a tierra	$U_{rp} = 135$ kV	$U_{rp} = 30$ kV
Fase a fase	$U_{rp} = 263$ kV	$U_{rp} = 54,1$ kV

Fuente: levantamiento de información**Elaborado por:** Henry Calle y Juan Espinoza

Sobretensiones de frente rápido:

Para este tipo de tensiones se determina directamente una tensión soportada de coordinación, la misma que corresponde a los resultados que se obtendrán en la sección 4.6.4.2.

4.6.4.2. Determinación de las tensiones de soportabilidad para coordinación U_{cw}

Las tensiones de soportabilidad para coordinación se relacionan con las sobretensiones representativas. Para las sobretensiones temporales y de frente lento, las tensiones de coordinación resultan de multiplicar las sobretensiones representativas por un factor de coordinación según los procedimientos de la Norma IEC71 - 2, mientras que para las sobretensiones de frente rápido se aplica el método estadístico simplificado de acuerdo a la Norma IEC71 - 2. (Aguilar & Pinos, 2013, pág. 19).



Sobretensiones temporales:

En este tipo de sobretensiones, con base en el método determinista, la tensión soportada de coordinación temporal (U_{cw}) es igual a la sobretensión representativa temporal. Por lo tanto, el factor de coordinación K_c será igual a 1, tanto para el aislamiento interno como para el aislamiento externo.

Para 69 kV:

- Fase a tierra $U_{cw} = K_c * U_{rp} = 1 * (54,42) = 54,42 \text{ kV}$
- Fase a fase $U_{cw} = K_c * U_{rp} = 1 * (87) = 87 \text{ kV}$

Para 13,8 kV:

- Fase a tierra $U_{cw} = K_c * U_{rp} = 1 * (11,18) = 11,18 \text{ kV}$
- Fase a fase $U_{cw} = K_c * U_{rp} = 1 * (17,88) = 17,88 \text{ kV}$

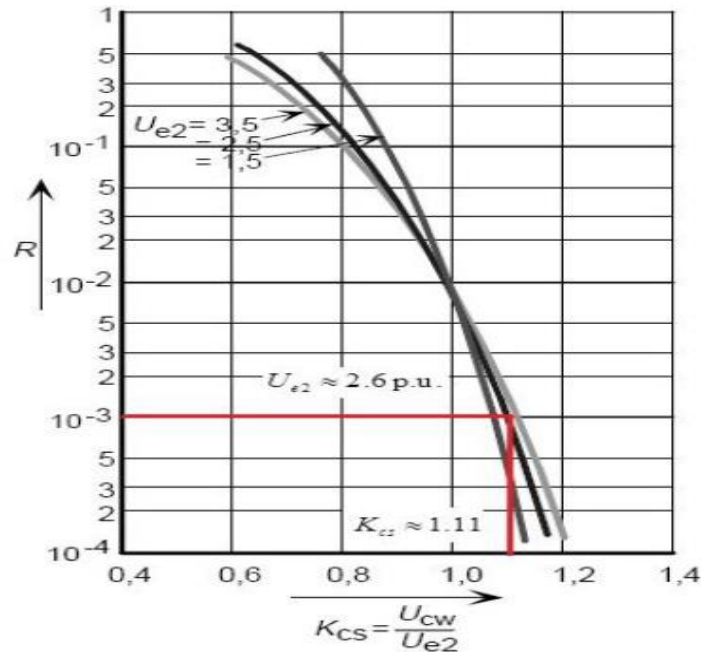
Sobretensiones de frente lento:

Cuando se trata de establecer las tensiones de soportabilidad para coordinación para sobretensiones de frente lento, se deben tomar de forma separada los dos tipos de aislamiento: aislamiento externo y aislamiento interno. Para realizar este cálculo, se requieren factores de coordinación estadísticos y determinísticos respectivamente:

Para el aislamiento externo de U_{cw} se necesitan considerar criterios estadísticos para obtener el factor de coordinación estadístico K_{cs} de acuerdo al riesgo de fallo R y al valor de U_{e2} . La distribución estadística de sobretensiones y la función de probabilidad de fallo del aislamiento permiten obtener el riesgo de fallo de un equipo, pero para fines prácticos, al presente diseño se considera un riesgo de fallo de 10^{-3} (fallas/evento), y un $U_{e2} = 2,6 \text{ p. u.}$, con estos datos se tiene aproximadamente un factor de coordinación estadístico $K_{cs} = 1,11$.

Esto se puede observar en la siguiente figura:

Figura 24. Determinación del factor estadístico de coordinación K_{cs}



Fuente: Norma IEC 60071 - 2

Con base en la figura anterior, se observa que $K_{cs} \approx 1,11$, lo que significa que la tensión soportada de coordinación U_{cw} de frente lento para aislamiento externo será igual a:

$$U_{cw} = K_{cs} \times U_{e2} \text{ [p. u.]} \quad (35)$$

Dando como resultado $U_{cw} = 1,11 \times 2,6 \text{ p. u.} = 2,89 \text{ p. u.}$

Para 69 kV fase a tierra $U_{cw} = 170,8 \text{ kV}$

Para 13,8 kV fase a tierra $U_{cw} = 35,11 \text{ kV}$

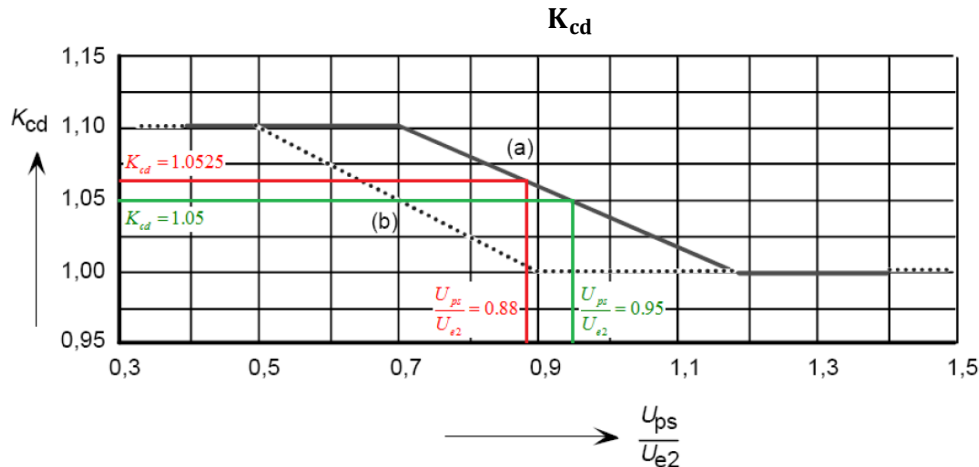
En el segundo caso, el aislamiento interno de U_{cw} , se requiere tener en cuenta el factor de coordinación determinístico K_{cd} , el cual dependerá de la relación que exista entre el nivel de protección del pararrayos U_{ps} y $U_{e2} = 2,6 \text{ p. u.}$. En tal sentido, la relación para 69 kV es de 0,88 y para 13,8 kV de 0,95.

A continuación, en la figura 25 se obtienen los factores de coordinación determinísticos K_{cd} , tanto para alta y media tensión, respectivamente. La gráfica (a) de la figura 25 sirve para obtener el factor de coordinación determinístico fase

a tierra; mientras que la gráfica (b) de la Figura 26 sirve para obtener el factor de coordinación determinístico fase a fase:

$$\frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{135 \text{ kV}}{153,9 \text{ kV}} = 0,88; \quad \frac{U_{ps}}{U_{e2}} = \frac{30 \text{ kV}}{31,6 \text{ kV}} = 0,95$$

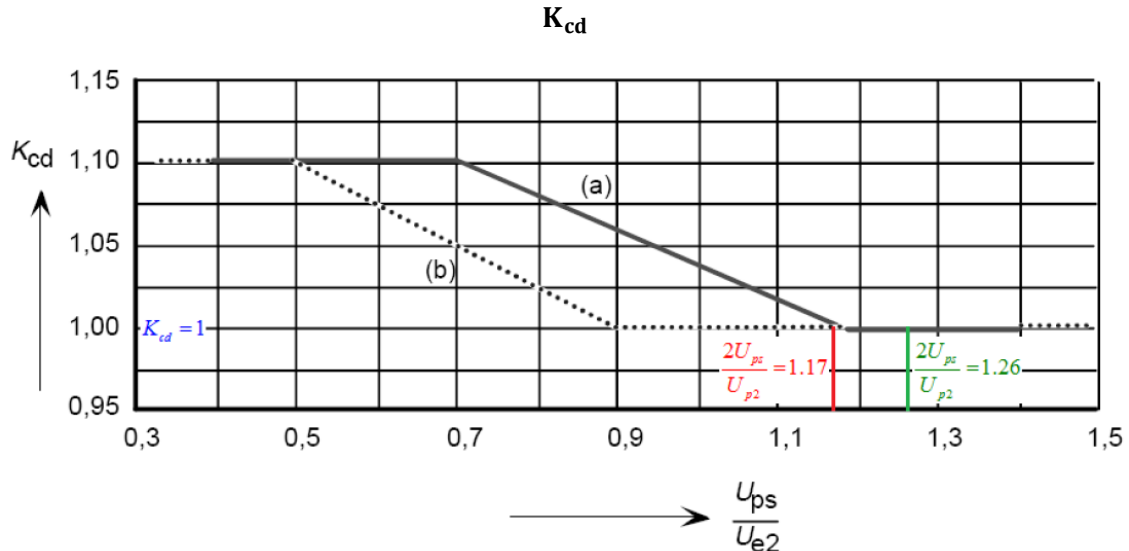
Figura 25. Determinación del factor determinístico de coordinación fase - tierra



Fuente: Norma IEC 60071 - 2

$$\frac{2U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{2 \times 135 \text{ kV}}{230,86 \text{ kV}} = 1,17; \quad \frac{2U_{ps}}{U_{p2}} = \frac{2 \times 30 \text{ kV}}{47,45 \text{ kV}} = 1,26$$

Figura 26. Determinación del factor determinístico de coordinación fase - fase



Fuente: Norma IEC 60071 - 2

De esta manera, se puede observar que de la Figura 25 se tiene el factor de coordinación determinístico fase - tierra $K_{cd} = 1,0525$ para el nivel de 69 kV, y un

$K_{cd} = 1,05$ para el nivel de 13,8 kV. Mientras que en la Figura 26 se tiene el factor de coordinación determinístico fase - fase $K_{cd} = 1$ tanto para el nivel de 69 kV y 13,8 kV, lo que significa que la tensión soportada de coordinación U_{cw} de frente lento para aislamiento interno será igual a:

$$U_{cw} = K_{cd} \times U_{rp} \text{ [kV]} \quad (36)$$

Dando como resultado:

Para 69 kV:

- Fase a tierra $U_{cw} = 142,09 \text{ kV}$
- Fase a fase $U_{cw} = 263,13 \text{ kV}$

Para 13,8 kV

- Fase a tierra $U_{cw} = 31,50 \text{ kV}$
- Fase a fase $U_{cw} = 54,08 \text{ kV}$

Sobretensiones de frente rápido:

Para definir las tensiones de soportabilidad para coordinación de frente rápido, se deberá aplicar el método estadístico simplificado, según lo establece la norma IEC 60071 - 2, en la cual se explica que estas tensiones son originadas por descargas atmosféricas, por lo que se aplica el uso de pararrayos como elemento de protección.

La ecuación para determinar la tensión soportada de coordinación U_{cw} de frente rápido es:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A \times L}{n(L_{sp} + L_a)} \text{ [kV]} \quad (37)$$

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \text{ [m]} \quad (38)$$

Donde:



U_{cw} = Tensión soportada de coordinación al impulso atmosférico, (kV)

U_{pl} = Nivel de protección del pararrayos para impulsos atmosférico, (kV).

A = Parámetro definido según el tipo de línea conectada a la subestación, obtenido de la Tabla 65.

n = Mínimo número de líneas en servicio durante tormentas eléctricas, ($n=1$ o $n=2$).

L = Distancia de separación $L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$, como se muestra en la Figura 27 (m).

L_{sp} = Longitud del vano de las líneas, (m).

L_a = Longitud de línea que tiene una tasa de salidas de la línea igual a la tasa de falla para los equipos, (m).

R_a = Tasa de falla aceptable para el equipo, (fallas/año).

R_{km} = Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación, (fallas/año/km).

En la siguiente tabla se pueden observar los valores del factor A de acuerdo al tipo de línea:

Tabla 65. Factor A para varias líneas aéreas.

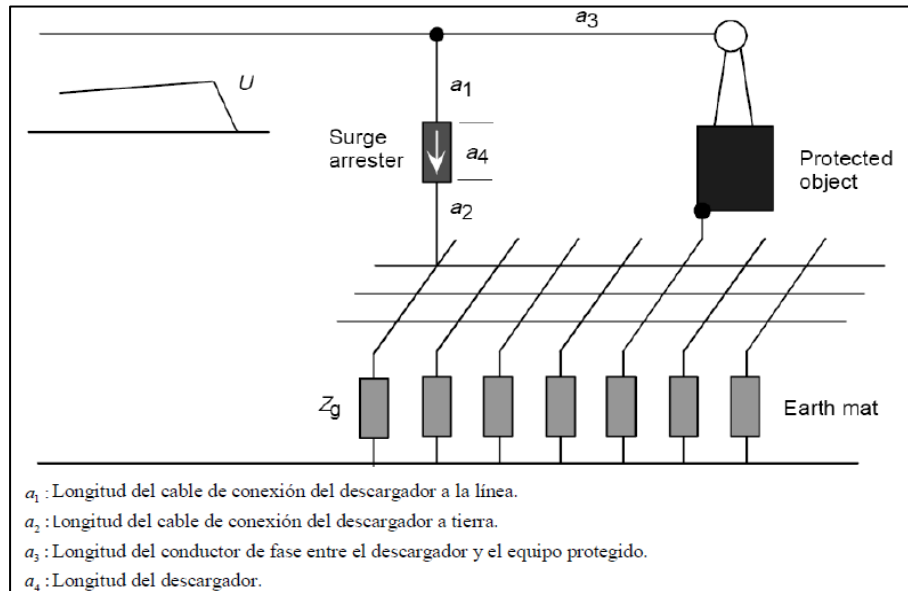
Tipo de línea	$A(kV)$
Distribución de líneas (descargas fase-fase)	900
- Con crucetas de puesta a tierra (descargas a tierra en baja tensión)	2700
- Líneas con poste de madera (descargas a tierra en alta tensión)	
Líneas de transmisión (monofásico descargas a tierra)	
- Un solo conductor por fase	4500
- Conjunto de dos conductores por fase	7000
- Conjunto de cuatro conductores por fase	11000
- Conjunto de seis u ocho conductores por fase	17000

Fuente: Norma IEC 60071 - 2

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

En la Figura 27 se presenta el diagrama para el procedimiento de selección de la longitud de separación entre el descargador y el equipo a ser protegido $L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$:

Figura 27. Distancias entre el pararrayos y el equipo protegido



Fuente: Norma IEC 60071 - 2

Con el objetivo de garantizar una mejor protección de los equipos que son fundamentales dentro de la subestación, se colocarán pararrayos que estarán ubicados cerca del transformador, tanto a la entrada de 69 kV como a la salida de 13,8 kV.

El cálculo de la tensión de coordinación U_{cw} de frente rápido se expresa de acuerdo a los rangos aceptables por la norma IEC 60071-2, "Insulation Coordination Application Guide, p. 65, sección 3.2", por lo tanto, para una L_a con una tasa de falla aceptable para el equipo R_a de una falla cada 500 años (0,002 fallas/año), y con una tasa de salida de la línea R_{km} de 0,2 fallas por cada 100 km de línea por año (0,002 fallas km/año) se tiene:

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} = \frac{0,002 \text{ falla/año}}{0,002 \text{ fallas/km} \cdot \text{año}} = 1/\text{km}$$

En la siguiente tabla se observan los datos para el cálculo del U_{cw} de frente rápido:

Tabla 66. Valores para el cálculo del U_{cw} de frente rápido

Descripción	69 kV	13,8 kV	Unidad	Observaciones
U_{pl}	180	36	kV	Ver tabla 66
A	4500	900	kV	Ver tabla 68
$L=a_1+a_2+a_3+a_4$	6,51+2,5+6,1+1=16,11	0,5+2,8+0,75+0,3=4,35	m	De acuerdo a la figura 27, y al plano de la subestación Ocaña
n	1	1	-	Para el caso mas grave según IEC
L_{sp}	20,21	17	m	De acuerdo al plano de la subestación Ocaña

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

En la Tabla 67, se muestran las tensiones de soportabilidad para coordinación de frente rápido U_{cw} obtenidos de acuerdo a los valores de la Tabla 66:

Tabla 67. Tensiones de soportabilidad para coordinación de frente rápido

	69 kV	13,8 kV
Fase a tierra	$U_{cw}= 251,06 \text{ kV}$	$U_{cw}= 39,85 \text{ kV}$

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

4.6.4.3. Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas

$$U_{rw}$$

Para determinar estos tipos de tensiones, se deben considerar los factores de corrección aplicados a las tensiones de soportabilidad para coordinación, y así poder mejorar la soportabilidad del aislamiento en condiciones reales de operación. Para ello, se consideran dos tipos de factores principales de corrección:

- Un factor de corrección asociado con las condiciones atmosféricas K_a .
- Factor de corrección por seguridad K_s . (Aguilar & Pinos, 2013, pág. 23).

En el primer caso, factor K_a , este depende básicamente de la altura, es decir sirve para compensar la disminución de la rigidez dieléctrica con el incremento de la altura sobre el nivel del mar y se aplica al aislamiento externo. Para el caso de estudio, la subestación Ocaña se encuentra a 416 metros sobre el nivel del mar, por ello el factor $K_a = 1.05$ que se obtuvo con la siguiente ecuación:



$$K_a = e^{m \times \left(\frac{H}{8150} \right)} \quad (39)$$

Donde:

H = altura sobre el nivel del mar, m

m = 1 para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso tipo rayo.

En el segundo caso, el factor K_s , se toman diferentes valores según el tipo de aislamiento, para ello la Norma IEC 60071 - 2 recomienda los siguientes valores:

$K_s = 1,05$ para aislamiento externo.

$K_s = 1,15$ para aislamiento interno.

Por lo tanto, la tensión soportada requerida U_{rw} es la tensión soportada de coordinación afectado por estos factores:

Para aislamiento externo:

$$U_{rw} = U_{cw} \times K_a \times K_s \text{ [kV]} \quad (40)$$

Para aislamiento interno:

$$U_{rw} = U_{cw} \times K_s \text{ [kV]} \quad (41)$$

En la Tabla 68 se muestran los valores obtenidos de las tensiones de soportabilidad requeridas U_{rw} al aplicar las ecuaciones para aislamiento externo e interno respectivamente, tanto para 69 kV y 13,8 kV de las sobretensiones temporales, de frente lento y de frente rápido:

Tabla 68. Tensiones de soportabilidad requeridas

Tensiones	69 kV		13,8 kV	
	fase - tierra		fase - tierra	
Tipo de aislamiento	Externo (kV f-t)	Interno (kV f-t)	Externo (kV f-t)	Interno (kV f-t)
Sobretensiones temporales (rms)	60,13	62,58	12,36	12,86
Sobretensiones de frente lento (pico)	149,17	155,25	33,15	34,50
Sobretensiones de frente rápido (pico)	303,15	288,72	44,03	45,83
	fase - fase		fase - fase	
Tipo de aislamiento	Externo (kV f-f)	Interno (kV f-f)	Externo (kV f-f)	Interno (kV f-f)
Sobretensiones temporales (rms)	96,13	100,05	19,76	100,05
Sobretensiones de frente lento (pico)	290,75	302,60	59,77	62,21

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

4.6.4.4. Determinación de las tensiones de soportabilidad estándares

$$U_w$$

Las tensiones de soportabilidad estándares U_w , según la Norma IEC 60071 - 2, son el producto del valor de la sobretensión soportada requerida U_{rw} de las sobretensiones de frente lento por los factores de conversión que se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 69. Factores de conversión, para convertir las tensiones de soportabilidad requeridas de frente lento a tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial y al impulso atmosférico

Aislamiento	Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial	Tensión soportada a impulso atmosférico
Externo	0,6	1,3
Interno	0,5	1,1

El factor de conversión incluye un factor de $1/\sqrt{2}$ para convertir los valores picos a rms.

Fuente: Norma IEC 60071 - 2

- Conversión de tensiones de soportabilidad requeridas de frente lento a tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial:

De la Tabla 68, se obtienen los valores de sobretensión de frente lento que van a ser multiplicados por el factor de conversión dado en la Tabla 69, y así obtener la tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial como se muestra en Tabla 70:

Tabla 70. Tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial

Aislamiento	Para 69 kV	Para 13,8 kV
Externo (kV_{rms}) f-t	89,50	19,89
Interno (kV_{rms}) f-t	77,63	17,25
Externo (kV_{rms}) f-f	174,45	35,86
Interno (kV_{rms}) f-f	151,30	31,10

Fuente: levantamiento de información**Elaborado por:** Henry Calle y Juan Espinoza

- Conversión de tensiones de soportabilidad requeridos de frente lento a tensión soportada a impulso atmosférico:

De la misma forma se obtiene las tensiones de soportabilidad a impulso atmosférico.

Tabla 71. Tensión soportada a impulso atmosférico

Aislamiento	Para 69 kV	Para 13,8 kV
Externo (kV_{rms}) f-t	193,93	43,09
Interno (kV_{rms}) f-t	170,78	37,95

Fuente: levantamiento de información**Elaborado por:** Henry Calle y Juan Espinoza

4.6.5. Análisis de resultados

Para el análisis de resultados se deberán seleccionar los valores normalizados para el aislamiento. Para ello, la Norma IEC 60071 - 2 indica que los valores de las tensiones de soportabilidad requeridas U_{rw} de las sobretensiones temporales y frente rápido deben ser comparados con las tensiones de soportabilidad estándares U_w de corta duración a frecuencia industrial y al impulso atmosférico respectivamente. Esto se observa en la siguiente tabla:

Tabla 72. Mínimas tensiones de soportabilidad requeridas

Tensión de soportabilidad		Para 69 kV				Para 13,8 kV			
		Externo		Interno		Externo		Interno	
		U_{rw}	U_w	U_{rw}	U_w	U_{rw}	U_w	U_{rw}	U_w
Corta duración a frecuencia industrial (kV_{rms})	Fase-tierra	60,13	89,50	62,58	77,63	12,36	19,89	12,86	17,25
	Fase-fase	96,13	174,45	100,05	151,30	19,76	35,86	100,05	31,10
Impulso tipo maniobra (kV pico)	Fase-tierra	149,17	-	155,25	-	33,15	-	34,50	-
	Fase-fase	290,75	-	302,60	-	59,77	-	62,21	-
Impulso atmosférico (kV pico)	Fase-tierra	303,15	274,25	288,72	241,51	44,03	60,94	45,83	53,67
	Fase-fase	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente: Levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

En la tabla anterior se observar que la máxima tensión soportada de corta duración a frecuencia industrial para aislamiento externo a nivel de 69 kV y 13,8 kV es de 174,45 kV y 35,86 kV respectivamente. De acuerdo con la Norma IEC 60071 - 1, en la sección 4.6 se establece una lista de valores r.m.s estándares que deben ser aplicados a las tensiones de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial, estos niveles de aislamiento cubrirán cualquier aislamiento externo e interno fase-fase y fase-tierra, para este caso se tiene 185 kV y 38 kV, tanto para alta y media tensión respectivamente.

De la misma manera, para las sobretensiones soportadas a impulso atmosférico, los valores picos estandarizados en la Norma IEC 60071 - 1, sección 4.7, son 325 kVpico y 95 kVpico, tanto para alta y media tensión, respectivamente. Si se realiza una comparación de estos valores con los estandarizados en la Norma 60071 - 1, se obtiene una confiabilidad para este caso de estudio en la coordinación de aislamiento. En la siguiente tabla se presentan los valores seleccionados:

Tabla 73. Selección del nivel de aislamiento para la subestación Ocaña

Tensión soportada a	Para 69 kV		Para 13,8 kV	
	Aislamiento externo	Aislamiento interno	Aislamiento externo	Aislamiento interno
Corta duración a frecuencia industrial (kV_{rms})	185	185	38	38
Impulso atmosférico (kV pico)	325	325	95	95

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza



4.6.6. Distancias mínimas en el aire

Las distancias en el aire fase-fase y fase-tierra son determinadas de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo seleccionado en el numeral anterior basado en las recomendaciones de la norma IEC 60071-2. Para el BIL de 325 kV seleccionado, la distancia mínima en el aire en toda la subestación a 69 kV corresponde a 630 mm.

4.6.7. Selección de pararrayos 69 kV

4.6.7.1. Tensión continua de operación (COV)

$$COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = \frac{72,5 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 41,9 \text{ kV} \quad (42)$$

4.6.7.2. Sobretensión temporal (TOV)

$$TOV = K_e \times COV \quad (43)$$

K_e = Factor de falla a tierra, que para este caso es de 1,4 por ser el sistema directamente puesto a tierra.

$$TOV = 1,4 * 41,9 \text{ kV} = 58,6 \text{ kV}$$

4.6.7.3. Tensión nominal del dispositivo de protección contra sobretensiones

La tensión nominal del dispositivo de protección contra sobretensiones R , es el valor mayor entre R_o y R_e .

$$R_o = \frac{COV}{K_o} \quad (44)$$

K_o = Es el factor de diseño según el fabricante, el cual debe ser especificado por este. Un valor normalmente encontrado es $K_o = 0,8$.

$$R_o = \frac{41,9 \text{ kV}}{0,8} = 52,3 \text{ kV}$$

$$R_e = \frac{TOV}{K_t} \quad (45)$$

K_t = Capacidad del pararrayo para soportar sobretensiones temporales, cuyo valor depende del tiempo de duración de la sobretensión temporal y normalmente está representado por la característica tensión a frecuencia industrial contra tiempo. De acuerdo a la característica del descargador seleccionado para este sistema, las sobretensiones soportables son las siguientes:

Tabla 74. Característica de sobretensiones temporales del descargador de sobretensiones

Tabla de factores K_t	
Tiempo de duración de la sobretensión temporal	K_t
1 s	1,075
10 s	1,000
120 minutos	0,650

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Se elige $K_t = 1,075$ para un tiempo de despeje de falla de 1 seg, que es lo esperado cuando el sistema está sólidamente puesto a tierra, por lo tanto:

$$R_e = \frac{TOV}{K_t} = \frac{58,6}{1,075} = 54,5116$$

Dado que $R_0 < R_e$, la tensión nominal del dispositivo de protección contra sobretensiones debe ser igual a R_e .

$$R = R_e = 54,5 \text{ kV}$$

De acuerdo con la Norma IEC - 60099 - 3, el valor normalizado para la tensión nominal del pararrayo se selecciona en 55 kV, el cual posee los niveles de protección descritos a continuación:

- NPM: Nivel de protección al impulso tipo maniobra (1 kA):
 $U_{ps} = 102 \text{ kV}$.
- NPR: Nivel de protección al impulso tipo rayo (10 kA):
 $U_{pl} = 124 \text{ kV}$.

4.6.7.4. Capacidad de absorción de energía del pararrayo

Estos tipos de dispositivos deben tener la capacidad de absorber la debida energía a los transitorios de tensión en el sistema. Los transitorios de tensión se pueden presentar por:

- Cierre y recierre de líneas
- Descargas atmosféricas

Con el conocimiento de los niveles de protección del pararrayo, es posible evaluar la energía que debe absorber, mediante las siguientes fórmulas:

4.6.7.5. Cierre y recierre de líneas

$$W = \frac{2U_{ps} \times (U_e - U_{ps}) \times T_w}{Z} \quad (46)$$

Donde:

W = Energía absorbida

U_{ps} = Nivel de protección al impulso de maniobra, 102 kV

U_e = Sobretensión esperada sin pararrayo, (3,26 p.u.) 192,85 kV, de acuerdo con la norma IEC 60071-2.

Z = Impedancia característica de la línea, 400 Ω , impedancia en base al tipo de conductor elegido, ACAR 500 MCM.

T_w = Tiempo de viaje de la onda, el cual es igual a la longitud del tramo de línea por la velocidad de propagación

$$T_w = \frac{\text{Longitud línea km}}{300 \text{ m}/\mu\text{s}}$$

En este caso, la línea cuenta con una longitud de 20,5 km, que corresponde a un tiempo de viaje de la onda de 68,33 microsegundos.

La capacidad de energía requerida por el pararrayo, W es:

$$W = 3,1660 \text{ kJ}$$

4.6.7.6. Descargas atmosféricas

$$W = \left[2U_f - NU_{pl} \times \left(1 + \ln \left(\frac{2U_f}{U_{pl}} \right) \right) \right] \times \frac{U_{pl} \times Tl}{Z} \quad (47)$$

Donde:

W = Energía absorbida

N = Número de líneas conectadas al pararrayo, 1

U_{pl} = Nivel de protección al impulso de rayo, 124 kV

U_f = Tensión de flameo inverso negativo de la línea, 780 kV obtenida mediante la siguiente ecuación extraída de la norma IEC 60071-2

$$U_f = \left(400 + \frac{710}{t^{0,75}} \right) \times L$$

Donde: t es el tiempo de flameo en μs , y L es la distancia de aislamiento.

Z = Impedancia característica de la línea, 400 Ω

Tl = Duración equivalente de la corriente de la descarga, 3,0E-04 segundos incluyendo la primera y las descargas subsecuentes (Valor recomendado por la norma IEC60099 - 5).

La capacidad de la energía requerida por el descargador de sobretensión es:

$$W = 104,3 \text{ kJ}$$

La capacidad de energía requerida que cumpla para cada uno de los casos será de 104,3 kJ que corresponde a una capacidad de energía específica de 1,9 kJ/kV \times U_r. El pararrayo a suministrar tiene una capacidad de absorción de



energía mayor a $2,4 \text{ kJ/kV} \times U_r$, cumpliendo con la capacidad de absorción de energía.

4.6.7.7. Resultados

De acuerdo a la metodología de selección de pararrayos, la determinación de las soportabilidades relacionadas con sobretensiones temporales, depende principalmente del tipo de puesta a tierra del sistema asociado y del tiempo de despeje de falla esperado.

Para un sistema en Y directamente puesto a tierra (como es el caso del sistema a 69 kV), el factor de falla a tierra se establece normalmente en 1,4, lo cual implica una sobretensión temporal (TOV) de 58,6 kV.

De acuerdo a los valores de sobretensiones temporales ofrecidas, se establece que la tensión nominal del pararrayos debe ser superior a 54,5 kV, considerando un tiempo de despeje de falla de 1 seg.

4.7. Obras civiles

Esta actividad cubre la ejecución de los diseños de los tipos y longitudes de cárcamos y ductos, cimentaciones del pórtico y equipos de patio.

4.7.1. Ampliación de pórticos en la S/E Ocaña

El diseño de las estructuras metálicas de los pórticos y soportes de equipos requeridos fueron diseñados en colaboración del Ing. Mecánico de la USUP, tomando como referencia los tipos de estructuras más utilizadas y los factores de diseño por tener en cuenta tales como: tipos de carga, combinaciones de carga, factores de sobrecarga y criterios de fabricación.

Para las dos salidas de línea se tomó como base el diseño de los pórticos existentes, para lo cual se determinó utilizar los mismos tipos de estructuras, pero en función de las cargas de esfuerzos a soportar por los seccionadores y los pesos de los equipos a implementar.



Los diseños de las cimentaciones de los pórticos se realizarán similares a las existentes, estas deberán ser estructuralmente adecuados para resistir el peso de la estructuras y peso de los equipos como son los seccionadores y retención del acceso de la línea de transmisión.

En el anexo K está el detalle de la forma de las estructuras que se va a utilizar.

4.7.2. Construcción de canaletas y bandejas para cables de control y alimentación.

Para el cableado de los equipos a instalarse en la ampliación de la subestación, es necesario un sistema de canaletas que conecten el cuarto de control con los equipos a implementar en la subestación Ocaña, debido a que el actual sistema de canaletas no existe espacio suficiente para los nuevos cables de control y alimentación, es necesario construir nuevas canaletas en el espacio existente en la subestación, por lo que fue necesario realizar una inspección del lugar para determinar el trazado, ubicación y dimensiones de estas nuevas canaletas y bandejas.

En los anexos G, L, M y N se encuentra detallado la ubicación y dimensiones de las canaletas y bandejas que se van a utilizar.

4.8. Disposición de los equipos en el terreno

A continuación, se muestra la disposición de los equipos a instalarse en la subestación Ocaña para las dos posiciones de bahía, estas también indican las distancias mínimas dieléctricas y de seguridad para el personal y equipos en patios de 69 kV, también se muestra el orden de ubicación del equipamiento primario, que para bahías de líneas de 69 kV debe ser el siguiente a partir de la fuente:

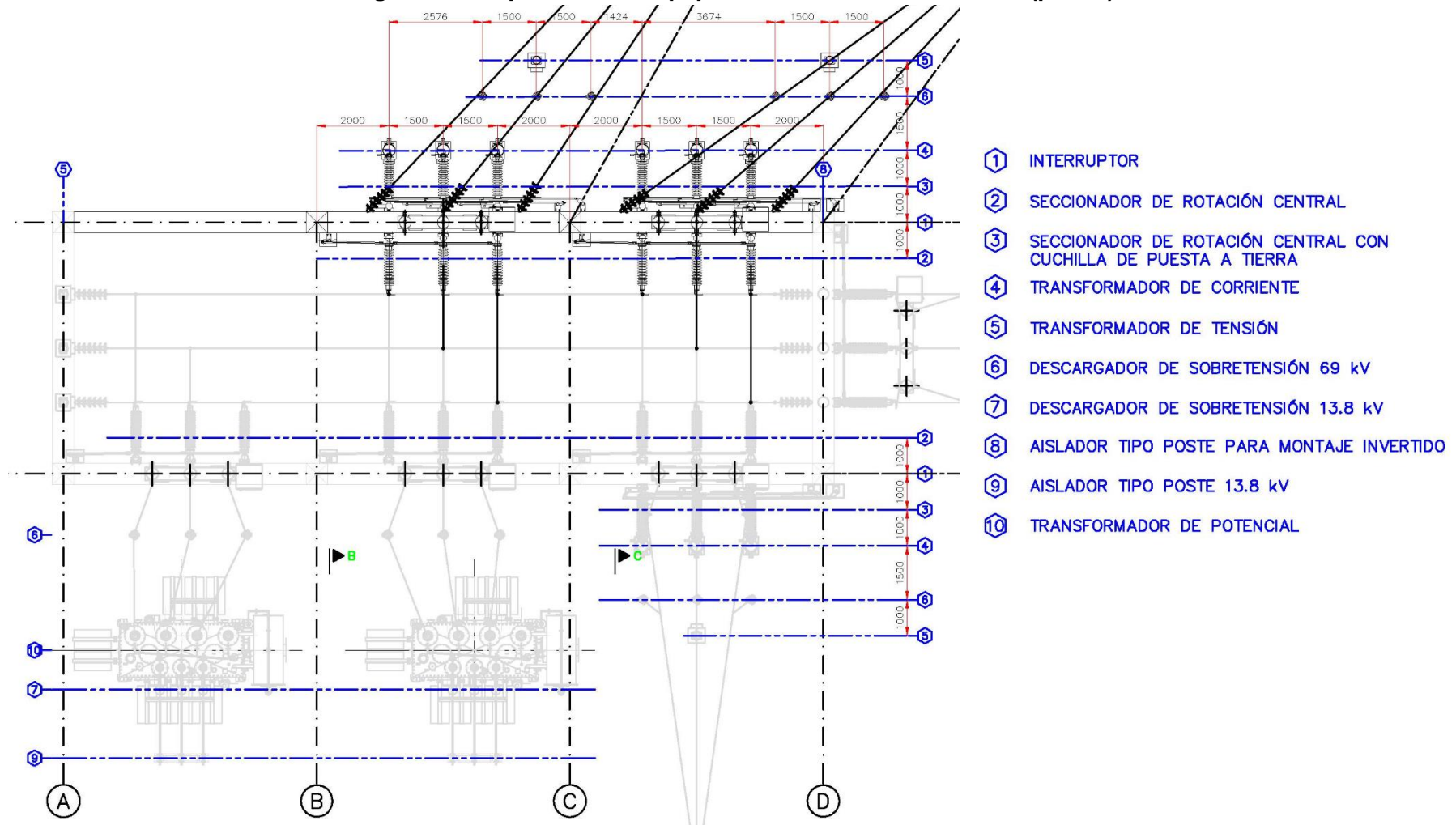
- Seccionador del interruptor (sin cuchilla de puesta a tierra)
- Interruptor de potencia
- Seccionador del interruptor de línea (con cuchilla de puesta a tierra)
- Transformadores de corriente



- Transformadores de potencial
- Pararrayos

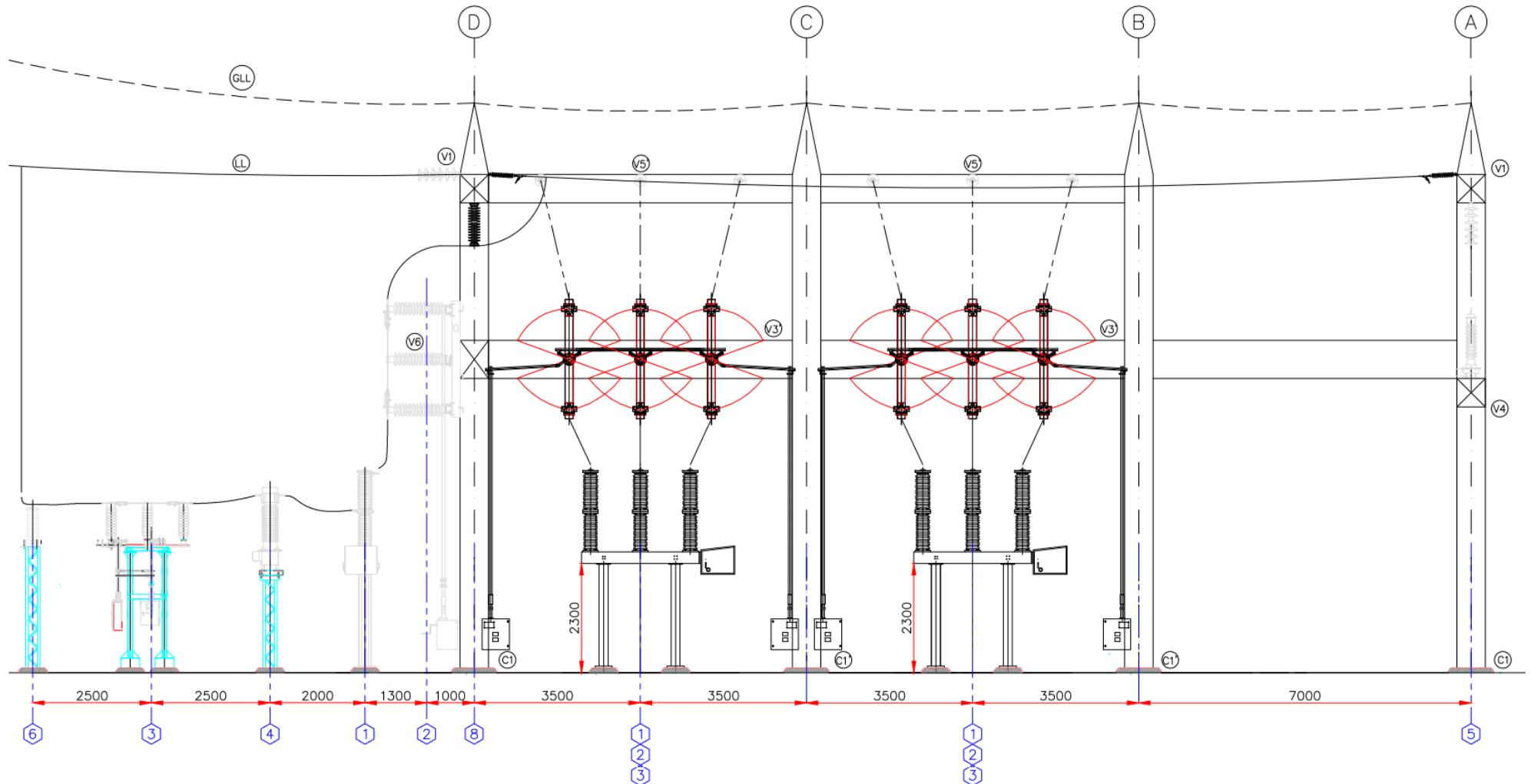
Todos los equipos de alta tensión deben estar montados sobre estructuras metálicas de 2,3 m de altura como mínimo. La separación entre conductores debe ser de al menos 1,5 m. En los anexos C y D se encuentran los planos que contienen con detalle las disposiciones de los equipos para las posiciones de bahía.

Figura 28. Disposición de equipos en la subestación Ocaña (planta)



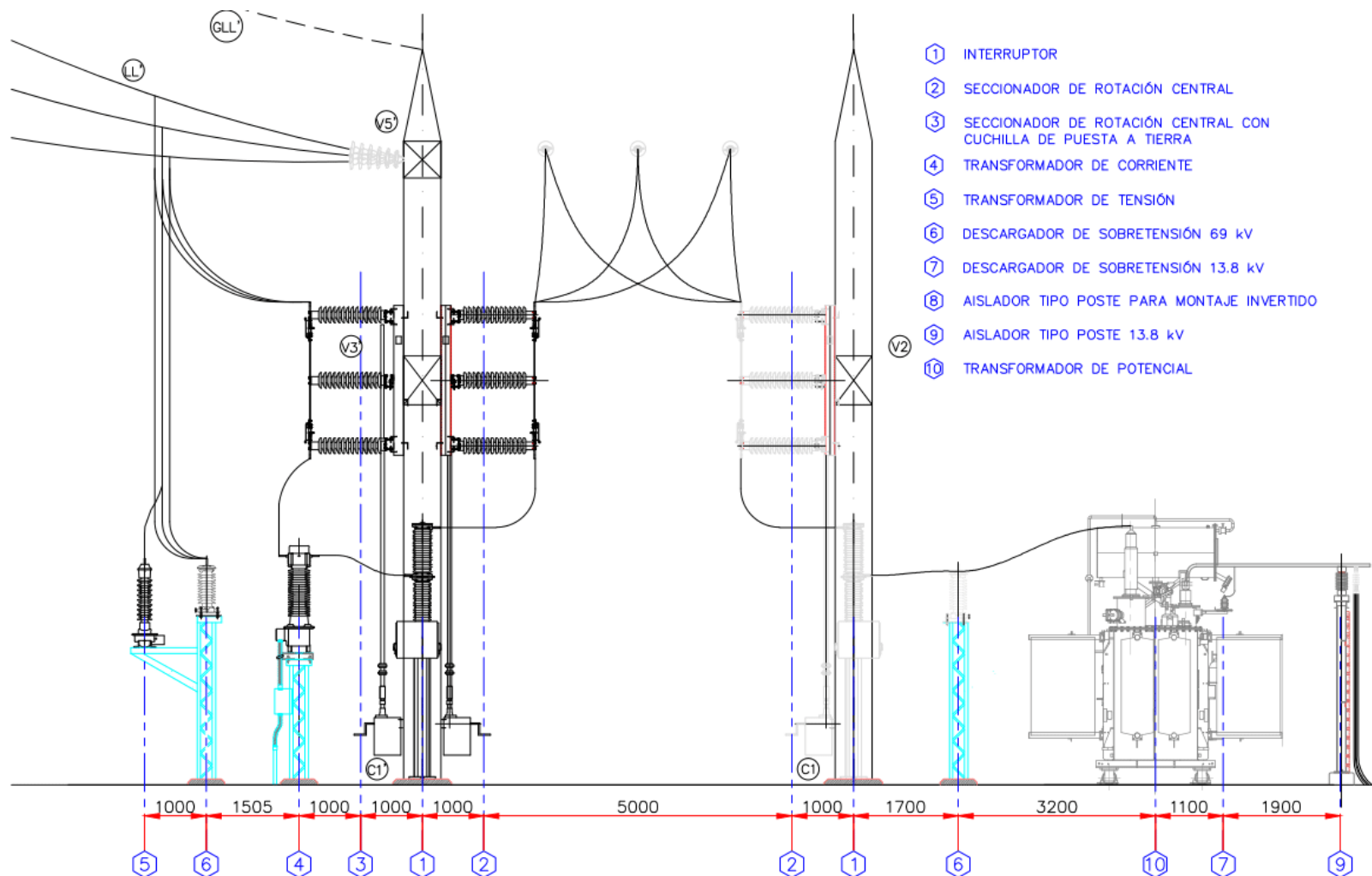
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Figura 29. Disposición de equipos en la subestación Ocaña (corte A - A)



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Figura 30. Disposición de equipos en la subestación Ocaña (corte B - B)



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza



CAPÍTULO V

CONFIGURACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA LÍNEA OCAÑA - LA TRONCAL

5.1. Introducción

En el siguiente capítulo se presentan los resultados asociados al estudio de ajuste y coordinación de protecciones, realizado para analizar el impacto que tendrá la conexión de la línea Ocaña - La Troncal, de propiedad de ELECAUSTRO, la cual conecta la central hidroeléctrica Ocaña con la subestación N°. 50, propiedad de CENTROSUR.

Antes de detallar la configuración de las protecciones de la línea Ocaña – La Troncal, es importante empezar mencionando que de todos los elementos que conforman el sistema, las líneas de transmisión son las que están más expuestas a los cortocircuitos debido a su longitud.

Aunque las fallas ocasionadas en una línea de transmisión son generalmente de naturaleza transitoria, pueden existir también fallas de duración más larga que pueden llegar a provocar grandes daños a los equipos, a la estabilidad del sistema e interrumpir la continuidad del servicio.

Dado que la estabilidad transitoria del ángulo de rotor está relacionada con la habilidad que tiene el sistema de potencia para mantener el sincronismo cuando está sometido a grandes perturbaciones, el comportamiento satisfactorio de los sistemas de protección es importante para asegurar la estabilidad del mismo. (Universidad de la República de Uruguay, 2014, pág. 2)

En tal sentido, la finalidad de los sistemas de protección es sacar de servicio en el menor tiempo posible a cualquier equipo que esté operando de manera anormal. Además de esto, busca reducir el daño causado a los equipos de potencia de tal modo que se puede mantener la integridad y la estabilidad del sistema eléctrico.



Para lograr lo indicado en el párrafo anterior, un sistema de protección debe tener las siguientes características:

- **Sensibilidad:** detectar pequeñas variaciones en el entorno del punto de equilibrio, de ajuste, o de referencia, con mínima zona muerta o de indefinición.
- **Selectividad:** detectar un determinado tipo de anomalía en un determinado componente o equipo del sistema de potencia y no operar ante otro tipo de anomalía o ante anomalías de otros equipos.
- **Rapidez:** limitar la duración de las anomalías, minimizando los retardos no deseados.
- **Confiabilidad:** probabilidad de cumplir la función encargada sin fallar durante un período de tiempo. (Universidad de la República de Uruguay, 2014, pág. 3)

Por otra parte, la protección de la línea de transmisión está compuesta por dos partes: una protección principal y una protección de respaldo que tiene una acción retardada, puesto que espera que la principal actúe primero y de no ser así, se acciona ese respaldo.

Dada la importancia del sistema de protección, existen algunos factores que se deben tener muy en cuenta al momento de elegirlo:

- **Tipo de circuito:** cable, línea aérea, una línea, líneas en paralelo, etc.
- **Función e importancia de la línea:** según el efecto que tiene la línea en la continuidad del servicio, tiempo que se requieren para despejar una falla, nivel de tensión.
- **Otros requerimientos:** compatibilidad con el equipamiento existente en las líneas y sistemas adyacentes. (Universidad de la República de Uruguay, 2014, pág. 4)

Las protecciones que generalmente se utilizan para salvaguardar las líneas de transmisión, son:

- Relé de sobrecorriente.

- Relé de distancia.
- Relé de distancia con comunicación.
- Relé diferencial de línea.

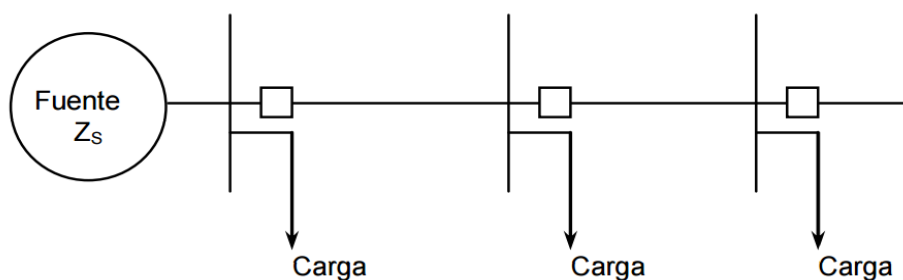
5.1.1. Relé de sobrecorriente

Este tipo de relés son la forma más simple y económica de proteger una línea de transmisión debido a que es una protección dependiente de la corriente, la cual debe ser reajustada cuando cambien las condiciones de la línea de transmisión. Estos relés pueden ser utilizados de modo instantáneo, temporizado o direccional (instantáneo y/o temporizado).

Este tipo de protección solo actúa cuando la corriente de falla es mayor que la corriente de carga, debido a que estos relés no pueden diferenciar entre corriente de carga y corriente de falla.

Las corrientes de cortocircuito en la línea a proteger dependen de la impedancia de la fuente en el punto de medida, por lo cual un relé de sobrecorriente depende mucho de la configuración del sistema eléctrico. Estos relés son utilizados en líneas radiales, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 31. Circuito radial



Fuente: (Universidad de la República de Uruguay, 2014)

En el caso de líneas de transmisión que reciben alimentación desde los dos extremos, se deben utilizar relés de sobrecorriente direccional con esquemas de tele protección o sin ellos.



5.1.2. Relé de distancia

La protección de distancia se considera cuando la protección de sobrecorriente es demasiado lenta o no es selectiva; además, este tipo de protección es prácticamente inmune a cualquier tipo de cambio de capacidad de generación.

En comparación de los relés de sobrecorriente, los beneficios de aplicación de los relés de distancia, son:

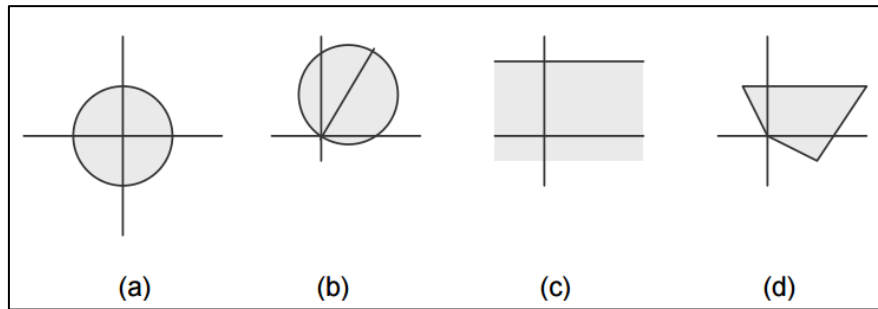
- mayor zona de operación instantánea.
- mayor sensibilidad.
- más fáciles de ajustar y coordinar.
- no son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia. (Universidad de la República de Uruguay, 2014, pág. 5)

Estos tipos de relés sirven para determinar impedancia mediante el cociente entre la tensión y la corriente dentro del sistema de potencia, con lo cual se puede establecer si existe una falla dentro o fuera de su línea de operación. Dicha impedancia es proporcional a la longitud de la línea de transmisión, por lo que se utilizan relés de distancia para medir la impedancia desde la ubicación del relé hasta un punto específico donde esté ubicada la falla. De ahí que los relés de impedancia toman el nombre de “relés de distancia”.

Los relés de distancia tienen diferentes formas de sus zonas de operación, las cuales presentan las siguientes características:

- a. característica de impedancia.
- b. característica de admitancia o mho.
- c. característica de reactancia.
- d. característica poligonal o cuadrilateral. (Universidad de la República de Uruguay, 2014, pág. 6)

Figura 32. Característica de operación de los relés de distancia



Fuente: (Universidad de la República de Uruguay, 2014)

En un sistema trifásico, se pueden encontrar diez tipos de fallas diferentes:

- **trifásica:** abc
- **bifásicas:** ab – bc – ac
- **bifásicas a tierra:** abg – bcg – acg
- **una fase a tierra:** ag – bg – cg

De esta manera, para cada tipo de falla se aplican ecuaciones diferentes para representar las relaciones entre tensiones y corriente en la ubicación del relé. Sin embargo, es importante tener en cuenta que, en los relés de distancia, independientemente del tipo de falla, se debe medir siempre la impedancia de secuencia positiva. Por tal razón, los ajustes de las zonas de operación se deben elaborar con base en el valor de impedancia de secuencia positiva.

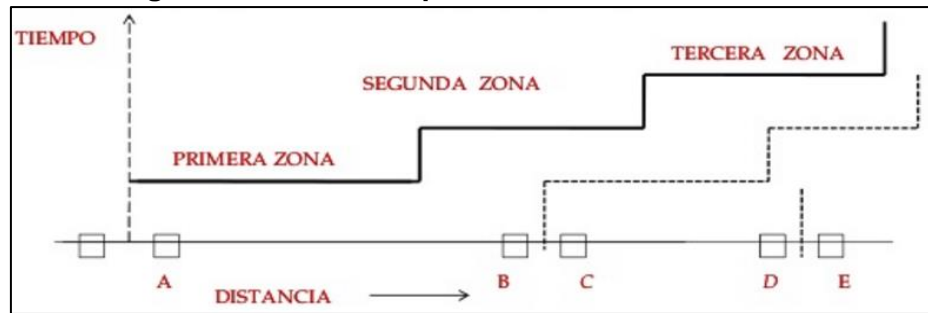
Zonas de operación

Para calibrar un relé de distancia es suficiente con precisar el tiempo en el cual debe actuar y el valor de impedancia en base al cual se requiere la operación.

Para la protección de líneas generalmente se usan tres zonas:

Primera Zona: corresponde a la protección principal y abarca entre el 85 % al 90 % de la impedancia de la línea, lo que significa que cualquier tipo de falla que ocurra dentro de este margen provocará que el relé actúe de manera instantánea. Esta zona no se fija al 100 % porque así se previene la operación en caso de que exista falla en la siguiente línea. Esta zona se suele ajustar con un tiempo instantáneo. (Carrilo, 2007, pág. 67)

Figura 33. Zonas de operación del relé de distancia



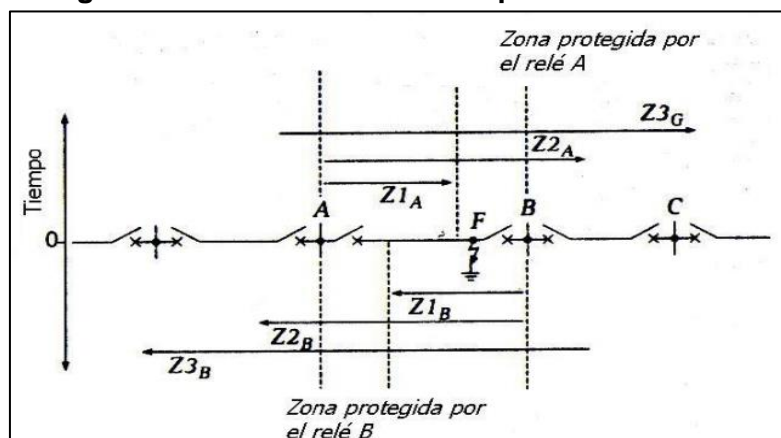
Fuente: Relés de protección EEQ

Segunda Zona: corresponde a la protección principal y de respaldo. En esta zona se termina de proteger la primera línea de transmisión, abarca hasta un 50 % de la siguiente línea. En este caso, se debe colocar un temporizador para demorar la operación y así evitar que actúe simultáneamente con la primera zona del segundo relé. Esta zona se suele ajustar con un tiempo que va de 0,3 a 0,6 segundos. (Carrilo, 2007, pág. 67)

Tercera Zona: corresponde a la zona de protección y respaldo. Esta zona abarca como máximo hasta el 10 % de la siguiente línea y debe ser temporizada para evitar la operación simultánea con la protección de la siguiente línea. Esta zona se suele ajustar para un tiempo mayor a un segundo. (Carrilo, 2007, pág. 67)

Esta clase de sistema de protección de potencia no es conveniente cuando lo que se requiere es un disparo instantáneo en ambos extremos (Figura 34), pues este caso es crítico para mantener estabilidad en el sistema, por lo tanto, es recomendable utilizar relés de distancia con comunicación.

Figura 34. Relé de distancia: esquema escalonado



Fuente: (FING, 2007)

5.1.3. Relé de distancia con comunicación

Cuando se trata de conseguir disparos instantáneos en los dos extremos de la línea, entonces, se debe utilizar relé de distancia con comunicación con lo cual se habilitan esquemas de tele - protección. Este tipo de esquemas permiten la interconexión de los relés de distancia de ambos extremos de la línea a través de canales de comunicación para identificar si la falla es dentro del equipo protegido y operar en forma instantánea sobre toda la longitud de la línea.

Los canales de comunicación tienen la finalidad de transferir información respecto a las condiciones del sistema de un extremo a otro, esto incluye la transferencia de disparo o bloqueo del interruptor remoto. Estos canales de comunicación pueden ser: onda portadora (carrier), microonda, o fibra óptica.

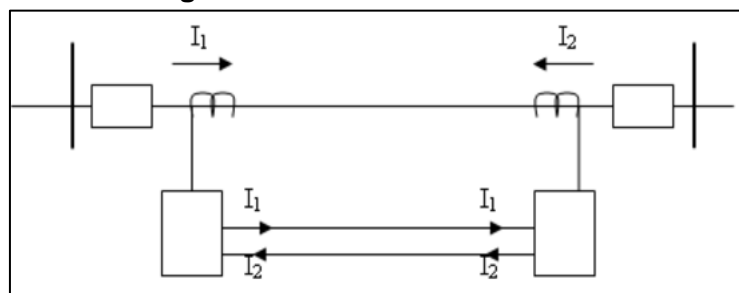
Los esquemas de comunicación se clasifican en:

- **esquemas de transferencia de disparo:** son esquemas donde la recepción de una señal inicia un disparo del interruptor.
- **esquemas de bloqueo:** son esquemas donde la recepción de una señal bloquea el disparo del interruptor. (Universidad de la República de Uruguay, 2007, pág. 8)

5.1.4. Protección diferencial

Con este tipo de protección se pueden descubrir fallas cuando se da una diferencia entre las corrientes de entrada y salida, pero es importante conocer que la diferencia de corrientes correspondiente a la corriente de carga de la línea no es una falla. En la protección diferencial se aplican hilos piloto o fibra óptica.

Figura 35. Protección Diferencial



Fuente: (Vargas, 2014)



En la protección diferencial basada en hilos piloto se utilizan pares de hilos piloto como el medio para la transmisión de los datos provenientes de cada extremo de la línea.

Se cuenta con dos métodos básicos que sirven para obtener señales proporcionales a las magnitudes de intensidad, los cuales son respectivamente equilibrados por intensidad o por tensión. “En los dos métodos se forman réplicas del vector diferencia de cada extremo de línea y una réplica del vector suma de las intensidades que fluyen en cada extremo de línea” (Vargas, 2014). Los valores obtenidos son evaluados en cada final de línea y módulo que realiza la medida, originando el disparo cuando la falla alcanza una intensidad superior al valor de ajuste.

“Los criterios de ajuste para la protección diferencial de la línea y el resto de elementos del sistema, requieren considerar todos los posibles desbalances que produce la circulación de corrientes diferenciales en condiciones normales de operación” (Vargas, 2014). Esto sirve para fijar el umbral de arranque por sobre estos valores.

5.2. Objetivos

El objetivo del presente capítulo es proponer los ajustes para la coordinación de las protecciones para la nueva línea de transmisión (Ocaña – La Troncal), las cuales permiten la conexión de la central Ocaña con la subestación N° 50. Mediante este estudio, las protecciones de la línea deberán coordinar entre sí y con el resto de las protecciones del sistema.

Los objetivos que se plantea en relación a las protecciones a calibrar en la línea Ocaña – La Troncal 69 (kV) son:

- Determinar el ajuste de las funciones de los relés de protección de líneas ubicado en la subestación Ocaña.
- Determinar el ajuste de las funciones de los relés de protección de líneas ubicados en la subestación La Troncal.



- Demostrar que, con los ajustes propuestos, existe una correcta coordinación y selectividad de las protecciones de línea con las protecciones del sistema.

En relación a las protecciones existentes en la central Ocaña

- Verificar el ajuste de las protecciones del grupo generador - transformador
- Verificar el ajuste de las protecciones de la línea Ocaña – Cañar

5.3. Escenario de análisis

Luego de realizar el estudio de flujos de potencia y de los análisis respectivos, se plantea la siguiente forma de operar el sistema en condiciones normales, con la topología inicial:

- La central Ocaña cambiará su modo de operación actual, pasando a aportar reactivos al sistema, en el caso de época seca o zafra Ocaña prevé trabajar con 13 MW y 4,16 MVAR; y en época de lluvia con 26 MW Y 8,32 MVAR (factor de potencia de la central 0,95)
- La línea Ocaña – Cañar permanecerá cerrada.
- La línea Ocaña – La Troncal permanecerá cerrada.
- El interruptor existente en la subestación El Triunfo se mantendrá abierto, de tal manera que se aíse el sistema CNEL MILAGRO, quedando como cargas a fin de línea la subestación La Troncal y la subestación Bucay.

Para obtener y verificar la correcta coordinación de las protecciones con la nueva línea en funcionamiento, se analizaron distintos escenarios operacionales. Estos escenarios incluyen la apertura y cierre del interruptor que conecta la barra Pino con El Triunfo, COAZUCAR en época de zafra y no zafra, se realizaron simulaciones de cortocircuitos en la línea Ocaña – La Troncal y en las líneas adyacentes. Estas simulaciones incluyen cortocircuitos trifásicos y monofásicos; sin impedancia de falla y con impedancia de falla de 20 Ω .



5.3.1. Filosofía de protecciones

El sistema de protecciones se encuentra concebido para que la línea Ocaña – La Troncal tenga como protección principal la protección diferencial de línea (87L), como segunda actuación de la protección principal la protección de distancia (21), y como protección de respaldo la unidad de sobrecorriente direccional (67), todas estas protecciones se encuentran en un mismo IED; además, como respaldo de la protección del IED de línea se activará en el controlador de bahía una protección de sobrecorriente adicional.

De acuerdo con la coordinación efectuada con CENTROSUR, se indica que la subestación La Troncal inicia su construcción en el mes de abril de 2016 con un plazo de 320 días, por tanto, no estará terminada a la par con la línea Ocaña – La Troncal. En provisión de esto, CENTROSUR ha considerado la alternativa de la instalación de un “circuit switch” para operar y proteger esta línea en el lado de La Troncal, configurando el sistema de protecciones de la siguiente manera:

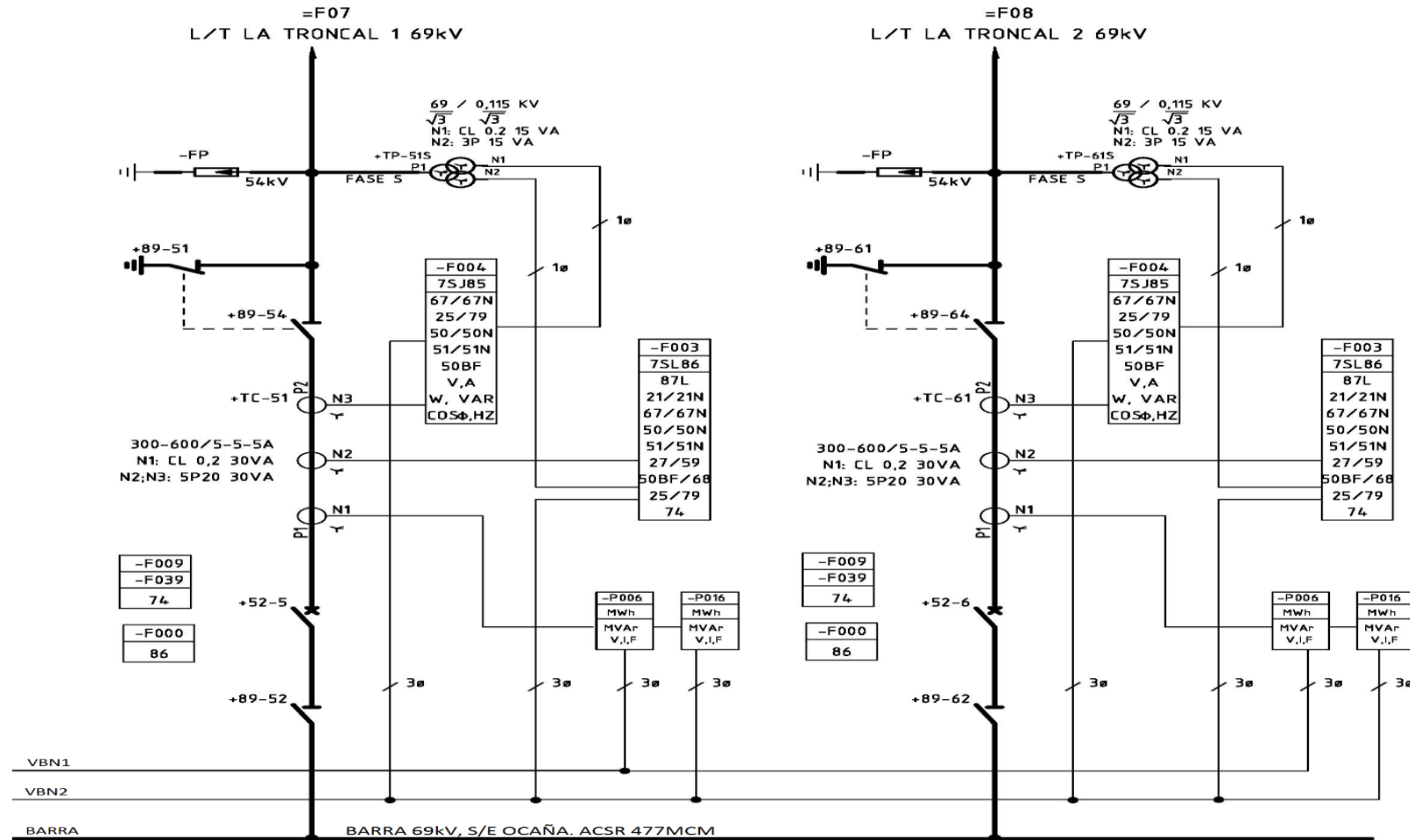
Para esta condición inicial de operación, se activaría la protección de distancia (21) como protección principal y la sobrecorriente direccional (67) como respaldo.

5.3.2. Diagrama unifilar de la instalación

En la figura 36 se muestra la configuración de la red en estudio (modelada en DigSILENT) donde se encuentra involucrada la línea de transmisión Ocaña – La Troncal, en la figura 37 se indica el diagrama de instalación de los TC's, TP's y los IED's para la línea Ocaña – La Troncal.

Juan Espinoza

Figura 37. Modelo DigSILENT de diagrama unifilar de la red en estudio



Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza



5.4. Ajuste de las protecciones

Se procederá a realizar la propuesta de ajuste y coordinación de protecciones para la nueva línea de transmisión Ocaña – La Troncal, así como verificar los ajustes de generador – transformador de la central Ocaña y línea de transmisión Ocaña – Cañar.

El ajuste de los parámetros en los esquemas de protección para cada relé debe permitir la actuación selectiva de las funciones de protección ante cualquier evento de falla o perturbación en la red. Por lo cual, se debe establecer adecuados tiempos de actuación en coordinación con otras funciones para delinear la actuación de cada protección clasificándola como principal o como respaldo.

Es necesario tener en cuenta que el sistema de protecciones para la línea de transmisión Ocaña – La Troncal debe actuar como función de protección primaria únicamente en caso de que alguna falla se produzca en dicha línea.

En el caso de que se produzca alguna falla fuera de la línea Ocaña – La Troncal, y el sistema de protecciones de CENTROSUR presente algún defecto en su actuación, el sistema de protecciones de la mencionada línea debe brindar el respaldo pertinente para evitar bajo cualquier situación la afectación de los equipos de potencia de la central.

5.4.1. Criterios de ajustes

A continuación, se presentan los criterios generales de ajuste para la coordinación tanto de las protecciones a instalar como de las protecciones existentes que se ven afectadas por el cambio de topología que sufre el sistema.

Para la definición de los criterios más convenientes en cada caso se toman como referencia las recomendaciones de los fabricantes de los equipos de protección (SCHNEIDER ELECTRIC, 2011), (SIEMENS; “7UT6x”; 2011), (SIEMENS; “7SJ62/64”; 2009), (SIEMENS; “7SD52/53”; 2007), (SIEMENS; “Protección de distancia; 2014) y de la literatura especializada (Power system relaying committee; 2009), (Ramírez Castaño, Samuel; 2003). De esta forma se



pretende cumplir con los criterios generales especificados y ajustar los esquemas para que su desempeño sea similar al de los enlaces aledaños.

5.5. Situación actual de la coordinación en la central Ocaña y línea de transmisión Ocaña – Cañar

Con el fin de analizar las posibles variantes en la calibración de las protecciones de la central Ocaña y la actual línea Ocaña – Cañar, se realizó la evaluación de cada una de ellas. Con esto se busca asegurar un correcto funcionamiento del sistema de protecciones.

Como lineamientos generales se plantea utilizar criterios semejantes a los ya implementados en la zona afectada buscando así correctas coordinaciones entre los sistemas de protección adyacente.

Actualmente la central Ocaña cuenta con relés de protección (IED) para cada uno de los generadores y transformadores de la central, así como cada terna de la línea Ocaña - Cañar, con su relé de respaldo.

A continuación, se presenta el tipo de relé de protección (IED) que utiliza cada equipo principal de la central y la línea de transmisión Ocaña – Cañar, así también se realiza la evaluación de la necesidad del cambio o no de los parámetros fijados actualmente en cada uno de los relés.

5.5.1. IED para generador

Relé MiCOM P343: Cada generador de la central Ocaña cuenta con un IED de protección marca MiCOM P343. Las funciones de protección utilizadas son:

Tabla 75. Funciones de protección del relé MiCOM P343

Nomenclatura	Descripción
87	Diferencial
50/51	Sobrecorriente de fase direccional/ no direccional/ instantánea/ temporizado
50N/51N	Sobrecorriente falla a tierra de fase no direccional, instantánea/ temporizado
64	Falla a tierra restringida
51V	Sobrecorriente dependiente de la tensión

59N	Desplazamiento de la tensión de neutro/sobretensión residual medido entre espiras (M), Derivado (D)
27/59	Mínima tensión/Sobretensión
81U/81 O	Mínima frecuencia/Sobrefrecuencia
40	Pérdida de campo
46T	Secuencia de fase negativa térmica
49	Sobrecarga térmica del estator
24	Sobreexcitación (V/H)
78	Deslizamiento de polo (pérdida de sincronismo)

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.5.2. IED para transformador de potencia

Protección principal - relé SIEMENS SIPROTEC 7UT613: Cada transformador de la subestación Ocaña cuenta con un IED de protección marca SIEMENS SIPROTEC 4 7UT613. Las funciones de protección utilizadas en el relé se enlistan a continuación:

Tabla 76. Funciones de protección del relé SIPROTEC 7UT613

Nomenclatura	Descripción
87 GT	Diferencial
49	Sobrecarga térmica
50G/51G	Sobrecorriente instantánea / temporizada

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

Protección de respaldo – relé SIEMENS SIPROTEC 7SJ641: Las funciones de protección que son utilizadas por el relé SIPROTEC 7SJ641 se enlistan a continuación:

Tabla 77. Funciones de protección del relé SIPROTEC 7SJ641

Nomenclatura	Descripción
50/51	Sobrecorriente instantánea / temporizada
50N/51N	Sobrecorriente Falla a tierra instantánea / temporizada
50 BF	Falla del interruptor

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.5.3. IED para línea Ocaña - Cañar

Protección Principal - relé SIEMENS SIPROTEC 7SD532: las funciones de protección que son utilizadas por el relé SIPROTEC 7SD532 se enlistan a continuación:

Tabla 78. Funciones de protección del relé SIPROTEC 7SD532

Nomenclatura	Descripción
87	Diferencial de línea
50/51	Sobrecorriente de fase instantánea/ temporizada
50N/51N	Sobrecorriente de tierra instantánea/ temporizada
25	Protección de sincronismo
50BF	Falla del interruptor

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

Protección de respaldo - relé SIEMENS SIPROTEC 7SJ622: las funciones de protección que son utilizadas por el relé SIPROTEC 7SJ622 se enlistan a continuación:

Tabla 79. Funciones de protección del relé SIPROTEC 7SJ622

Nomenclatura	Descripción
67/67N	Sobrecorriente de fase y tierra direccional
50N/51N	Sobrecorriente de tierra instantánea/ temporizado
50/51	Sobrecorriente de fase instantánea/ temporizado
27/59	Baja/Sobretensión

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.6. Análisis de la información obtenidas de los sistemas de protección

5.6.1. Generador

5.6.1.1. Características del generador

Las características eléctricas y mecánicas necesarias para el ajuste y coordinación de protecciones se detallan a continuación:

Tabla 80. Características del generador

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Potencia aparente	S	MVA	14,5
Potencia activa	P	MW	13,05
Tensión entre fases	V_a	V	13,8

Corriente de armadura	I_a	A	606,6361
Factor de potencia	p.u.		0,9
Frecuencia	f	Hz	60
Velocidad	N	rpm	600
Límite potencia reactiva			
Valor máximo		p.u.	0,6
Valor mínimo		p.u.	- 0,6
REACTANCIAS	UNIDAD	SATURADA	NO SATURADA
X_d	p.u.	-	0,9937
X_q	p.u.	-	0,6298
X_0	p.u.	-	0,161
R_0	p.u.	-	0,0158
X_2	p.u.	-	0,207
R_2	p.u.	-	0,0273
X''_d	p.u.	0,1973	0,1973
X'_d	p.u.	-	0,2865
R_{str}	p.u.	-	0,00451

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.6.1.2. Características del TC

Sus características se detallan en la siguiente tabla, debiendo tenerse en cuenta que el número de TCs descrito es únicamente para un generador:

Tabla 81. Características del TC

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal (fase - Fase)	V_a	kV	13,8
Frecuencia	f	Hz	60
Distancia mínima de fuga		mm	>1813
CLASE DE PRECISION: Núcleo 1 (clase protección) Núcleo 2 (clase medición) Núcleo 3 (clase protección)			5P20 Clase 0,5 5P20
Relaciones de transformación			800/5
Burden: Núcleo 1 (clase protección) Núcleo 2 (clase medición) Núcleo 3 (clase protección)		VA	30 15 30

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.6.1.3. Características del TP

Se tiene un transformador de tensión en los terminales de salida para cada generador. Las características de estos elementos se detallan en la siguiente tabla, de igual manera se describen únicamente las características para un solo generador:

Tabla 82. Características del TP

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal (fase - Fase)	Va	kV	13,8
Frecuencia	f	Hz	60
Distancia mínima de fuga		mm	>1813
CLASE DE PRECISION: Núcleo 1 (clase medición) Núcleo 2 (clase protección)			Clase 0,5 3P
Relaciones de transformación			$13,8/\sqrt{3} / 0,115/\sqrt{3}$ kV
Burden: Núcleo 1 (clase medición) Núcleo 2 (clase protección)		VA	30 30

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.6.1.4. Ajuste y coordinación de protecciones para el generador Ocaña

De la evaluación realizada se desprende que los ajustes para las protecciones del generador no requieren de modificaciones, debido a que no existen parámetros que alteren su calibración al integrarse la línea Ocaña – La Troncal.

5.6.2. Transformador

5.6.2.1. Características del transformador

Tabla 83. Características del transformador

DATOS NOMINALES		VALOR
Tipo de servicio		Exterior
Capacidad nominal (MVA)		15
Fases (PH), frecuencia nominal (Hz)		3PH, 60Hz
Tensión nominal (kV)	Devanado de AT	69
	Devanado de BT	13,8

Pasos del tap	Devanado de AT	(5 Taps)
	Devanado de BT	N.A.
Grupo de conexión		YNd ₅
Material de los devanados (AT/BT)		cobre / cobre
Datos garantizados a 75°C 8,61MVA (ONAN)		
Tensión uk de cortocircuito (%)		8,5
Pérdidas en el cobre (kW)		69,964
Corriente sin carga (%)		0,8
Pérdidas sin carga (kW)		16,384
x. sec. positiva A.T		0,5
x. sec. positiva B.T		0,5
r. sec. positiva A.T		0,5
r. sec. positiva B.T		0,5

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.6.2.2. Característica del TC

Los TC's utilizados en el nivel de 69 kV tienen las siguientes características:

Tabla 84. Características de los TC's

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal (fase - fase)	Va	kV	69
Frecuencia	f	Hz	60
Distancia mínima de fuga		mm	>1813
CLASE DE PRECISIÓN:			
Núcleo 1 (clase protección)			5P20
Núcleo 2 (clase protección)			5P20
Núcleo 3 (clase protección)			5P20
Relaciones de transformación			300/5
Burden:			
Núcleo 1 (clase protección)		VA	30
Núcleo 2 (clase protección)			30
Núcleo 3 (clase protección)			30

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

Los TC's usados en nivel de 13,8 kV son los especificados en terminales del generador en la sección 5.6.1.2

5.6.2.3. Características del TP

Tabla 85. Características de los TP's

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal (fase - Fase)	Va	kV	69
Frecuencia	f	Hz	60
Distancia mínima de fuga		mm	>1813
CLASE DE PRECISION: Núcleo 1 (clase medición) Núcleo 2 (clase protección)			Clase 0.2 3P
Relaciones de transformación			$69/\sqrt{3} / 0,115/\sqrt{3} \text{ kV}$
Burden: Núcleo 1 (clase medición) Núcleo 2 (clase protección)		VA	15 15

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.6.2.4. Ajuste y coordinación de protecciones del transformador

De la evaluación realizada se desprende que los ajustes para las protecciones del transformador no requieren ser modificados, debido a que no existen parámetros que alteren su calibración al integrarse la línea Ocaña – La Troncal.

5.6.3. Línea de transmisión Ocaña – Cañar

5.6.3.1. Características de la línea

Tabla 86. Características de la línea

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
tensión nominal	Vn	kV	69
Capacidad de conducción	In	A	563
Frecuencia nominal	F		60
Calibre			ACAR 500
Longitud de la línea	Km		42
Parámetro de secuencia positiva y negativa			
Resistencia	R'	Ω/km	0,12
Reactancia	X'	Ω/km	0,4117
Suceptancia	B'	$\mu\text{S}/\text{km}$	4,054
Impedancia	Z'	Ω/km	0,42985
Parámetros de secuencia cero			
Resistencia	Ro'	Ω/km	0,2922
Reactancia	Xo'	Ω/km	1,80689
Suceptancia	Bo'	$\mu\text{S}/\text{km}$	1.609
Impedancia	Zo'	Ω/km	1,8303

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.6.3.2. Características del TC

Tabla 87. Características del TC

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal (fase - fase)	Va	kV	69
Frecuencia	f	Hz	60
Distancia mínima de fuga		mm	>1813
CLASE DE PRECISIÓN:			
Núcleo 1 (clase medición)			CL 0.2
Núcleo 2 (clase protección)			5P20
Núcleo 3 (clase protección)			5P20
Relaciones de transformación			300/5
Burden:			
Núcleo 1 (clase protección)		VA	30
Núcleo 2 (clase protección)			30
Núcleo 3 (clase protección)			30

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.6.3.3. Característica del TP

Las características del TP son las mismas de la sección 5.6.2.3

5.6.3.4. Ajuste y coordinación de protecciones

Para el caso de la línea Ocaña - Cañar existen variaciones en los flujos de potencia y corrientes de cortocircuito, por lo que es necesario realizar ajustes a los parámetros inicialmente fijados en las siguientes protecciones:

- Protección de sobrecorriente 50/51
- Protección de sobrecorriente a tierra 50N/51N
- Protección direccional de sobrecorriente 67/67N

Protección de sobrecorriente instantánea 50

Esta protección debe actuar sin retardo cuando se presente una falla en la línea a proteger, para esto se considera lo siguiente:

Se pretende tener sensibilidad ante fallas con arco, pero sin sobrepasar la zona de protección principal cuando exista fallas sin arco. Se realiza varias simulaciones de cortocircuito con mínima generación y resistencia de falla de 20 Ω al 10 %, 20 %, 30 %, 40 % y 50 % de la línea, la corriente que siente el relé

para estas fallas se las compara para un cortocircuito con máxima generación y sin resistencia de falla al 90 % de la línea, el porcentaje que de corrientes similares es el que se le utiliza para la corriente de arranque del relé, esto nos indica a que porcentaje de la línea se brinda protección instantánea.

Para los relés ubicados en la S/E Ocaña, la corriente de arranque de la unidad 50 será la corriente de cortocircuito trifásica mínima con resistencia de falla de 20Ω para una falla al 10 % de la línea Ocaña - Cañar visto desde la barra Ocaña.

$$I_{kss3f_{10\% \text{ Ocaña}-\text{Cañar}}} = 671 A_{pri}$$

$$I_{arranque} = 671 A_{pri}$$

El valor de ajuste en el secundario del transformador sería:

$$I_{arranque} = \frac{671 A_{pri}}{60} = 11,18 A_{sec}$$

El tiempo de actuación debe ser instantáneo:

$$t = 0 \text{ seg}$$

Para los relés ubicados en la S/E Cañar, la corriente de arranque de la unidad 50 será la corriente de cortocircuito trifásica mínima con resistencia de falla $R_f = 20 \Omega$ para una falla al 70 % de la línea Ocaña - Cañar visto desde la barra Ocaña.

$$I_{kss3f_{70\% \text{ Ocaña}-\text{Cañar}}} = 1201 A_{pri}$$

El valor de ajuste en el secundario del transformador sería:

$$I_{arranque} = \frac{1201 A_{pri}}{60} = 20,02 A_{sec}$$

$$t = 0 \text{ seg}$$



Protección de sobrecorriente instantánea fase - tierra 50N

En función de lo expuesto, para determinar la corriente de arranque de la protección que podrá brindar protección principal a la línea, se realiza de la siguiente manera:

Para los relés ubicados en la S/E Ocaña, se simula una falla monofásica mínima con $R_f = 20 \Omega$ al 20 % de la línea Ocaña - Cañar visto desde la barra Ocaña.

$$I_{3I0_min_20\% Ocaña-Cañar} = 712 A$$

La corriente de arranque será:

$$I_{arranque} = 712 A$$

Haciendo referencia al secundario del TC:

$$I_{arranque} = \frac{712 A_{pri}}{60} = 11,86 A_{sec}$$

Para los relés ubicados en la S/E Cañar, se simula una falla monofásica mínima con $R_f = 20 \Omega$ al 50 % de la línea Ocaña - Cañar visto desde la barra Ocaña.

$$I_{3I0_min_50\% Ocaña-Cañar} = 588 A$$

La corriente de arranque será:

$$I_{arranque} = 588 A$$

Haciendo referencia al secundario del TC:

$$I_{arranque} = \frac{588 A_{pri}}{60} = 9,8 A_{sec}$$

El tiempo de actuación debe ser instantáneo:

$$t = 0 \text{ seg}$$



Protección de sobrecorriente de tiempo inverso 51

La corriente de arranque (pick up) del relé que se determina para la protección de la línea Ocaña – Cañar es el 125 % de la corriente nominal de la línea, determinada anteriormente, esto es:

$$I_{n_{Ocaña-Cañar}} = 236 \text{ A}$$

Esta corriente se multiplica por un factor de seguridad del 10 % debido a posibles errores en la medición:

$$I_{n_{Ocaña-Cañar}} = 1,1 \times 236 \text{ A} \approx 259,6 \text{ A}$$

La corriente de arranque (pickup) para la unidad 51 es:

$$I_{arranque} = 1,25 \times 259,6 \text{ A}_{pri} = 324,5 \text{ A}_{pri}$$

Haciendo referencia al secundario del TC:

$$I_{arranque} = \frac{324,5 \text{ A}}{60} = 5,40 \text{ A}_{sec}$$

Protección de sobrecorriente de tiempo inverso fase - tierra 51N

Para el ajuste de los umbrales de corriente se considera el 30 % de la corriente nominal de la línea, esto es:

$$I_{arranque} = 0,30 \times I_{n_{Ocaña-Cañar}} \quad (48)$$

$$I_{arranque} = 0,3 \times 259,6 = 77,88$$

Haciendo referencia al secundario del TC es:

$$I_{arranque} = \frac{77,88 \text{ A}_{pri}}{60} = 1,30 \text{ A}_{sec}$$

Los datos que se encuentran calibrados del tipo de curva y los tiempos de actuación deben mantenerse en los relés existentes, de esta manera se coordinarán con los ajustes existentes de las líneas adyacentes.

En el ajuste actual de la protección 51N está configurado una $I_{arranque}$ de 1 A_{sec}, por lo que se recomienda realizar el cambio en función de los cálculos indicados.

Resumen de ajustes para la protección de sobrecorriente 50/51 50N/51N

Tabla 88. Ajuste relés ubicados en S/E Ocaña

Parámetro	Ajuste actual	Ajuste propuesto	Comentario
Sobrecorriente instantánea 50			
50- Pickup	10 A _{sec}	11,18 A _{sec}	Corriente de arranque If>
50- Delay	0,05 s	0,00 s	Tiempo de retardo If>
50N- Pickup	2,5 A _{sec}	11,86 A _{sec}	Corriente de arranque 3I0>
50N- Delay	0,1 s	0,00 s	Tiempo de retardo 3I0>
Sobrecorriente de tiempo inverso 51			
51- Pickup	5 A _{sec}	5,40 A _{sec}	Corriente de arranque IP
51- Time Dial	0,5	0,5	
Curva caract.	normal inversa	normal inversa	Curva característica IEC
51N- Pickup	1 A _{sec}	1,30 A _{sec}	Corriente de arranque IP
51N- Time Dial	0,2	0,2	
Curva caract.	normal inversa	normal inversa	Curva característica IEC

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 89. Ajuste relés ubicados en S/E Cañar

Parámetro	Ajuste actual	Ajuste propuesto	Comentario
Sobrecorriente instantánea 50			
50- Pickup	10 A _{sec}	20,02 A _{Sec}	Corriente de arranque If>
50- Delay	0,05 s	0,00 s	Tiempo de retardo If>
50N- Pickup	2,5 A _{sec}	9,8 A _{sec}	Corriente de arranque 3I0>
50N- Delay	0,1 s	0,00 s	Tiempo de retardo 3I0>
Sobrecorriente de tiempo inverso 51			
51- Pickup	5 A _{sec}	5,40 A _{sec}	Corriente de arranque IP
51- Time Dial	0,5	0,5	
Curva caract.	normal inversa	normal inversa	Curva característica IEC
51N- Pickup	1 A _{sec}	1,30 A _{sec}	Corriente de arranque IP
51N- Time Dial	0,2	0,2	
Curva caract.	normal inversa	normal inversa	Curva característica IEC

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Protección direccional de sobrecorriente 67/67N

Actualmente, el ajuste de la protección direccional consta de una curva temporizada con el valor de corriente de arranque (pickup) igual que de la unidad



51/51N. Se propone utilizar unidades instantáneas y mantener el mismo tipo de curva que se encuentra actualmente seleccionada, para que se coordine con las líneas adyacentes, el resumen del ajuste se indica en la siguiente tabla:

Tabla 90. Ajuste relés ubicados en S/E Ocaña

Parámetro	Ajuste actual	Ajuste propuesto	Comentario
Direccional de sobrecorriente 67			
67- Pickup	4,20 A_sec	11,18 A_sec	Corriente de arranque inst
		5,40 A_sec	Corriente de arranque temp
67- Time Dial	1,5	0,00 s	Tiempo de retardo inst
		1,3	Tiempo de retardo temp
Curva caract.	Short inverse	Short inverse	Curva característica ANSI/IEEE
Direccionalidad	45°	90°	Ángulo
Direccional de sobrecorriente 67N			
67N- Pickup	1,20 A_sec	11,86 A_sec	Corriente de arranque 3I0> inst
		1,30 A_sec	Corriente de arranque 3I0> temp
67N- Time Dial	4,2	0,00 s	Tiempo de retardo inst
		4,1	Tiempo de retardo temp
Curva caract.	Short inverse	Short inverse	Curva característica ANSI/IEEE
Direccionalidad	-45°	-90°	Ángulo

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Tabla 91. Ajuste relés ubicados en S/E Cañar

Parámetro	Ajuste actual	Ajuste propuesto	Explicación
Direccional de sobrecorriente 67			
67- Pickup	4,20 A_sec	20,02 A_Sec	Corriente de arranque inst
		5,40 A_sec	Corriente de arranque temp
67- Time Dial	1,6	0,00 s	Tiempo de retardo inst
		5	Tiempo de retardo temp
Curva caract.	Short inverse	Short inverse	Curva característica ANSI/IEEE
Direccionalidad	45°	90°	Ángulo
Direccional de sobrecorriente 67N			
67N- Pickup	1,20 A_sec	9,8 A_sec	Corriente de arranque 3I0> inst
		1,30 A_sec	Corriente de arranque 3I0> temp
67N- Time Dial	1,1	0,00 s	Tiempo de retardo inst
		7	Tiempo de retardo temp
Curva caract.	Short inverse	Short inverse	Curva característica ANSI/IEEE
Direccionalidad	-45°	-90°	Ángulo

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.7. Ajuste de protecciones la línea de transmisión Ocaña - La Troncal

En este apartado se realiza la propuesta de ajuste de protecciones para la línea Ocaña – La Troncal, para los relés ubicados en la subestación Ocaña y la subestación La Troncal. Esta línea contará con un IED Siemens 7SL86, activadas las siguientes protecciones:

- Protección diferencial (87L) como protección principal.
- Protección de sobrecorriente (50/51 50N/51N).
- Protección direccional (67/67N) para protección de respaldo.
- Protección de distancia (21/21N).
- Protección de fallo del interruptor (50BF).
- Protección de sobre/baja tensión (27/59).

Todas las protecciones activadas para las líneas Ocaña - La Troncal deben ser coordinadas con las protecciones utilizadas en las líneas Ocaña - Cañar y transformadores que se encuentran conectados a la barra de alta tensión de la S/E Ocaña. Las características de la línea se detallan a continuación:

5.7.1. Características de la línea

Tabla 92. Características de la línea

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
tensión nominal	V_n	kV	69
Capacidad de conducción	I_n	A	563
Frecuencia nominal	F		60
Calibre			ACAR 500
Longitud de la línea	Km		20,5
Parámetro de secuencia positiva y negativa			
Resistencia	R'	Ω/km	0,12
Reactancia	X'	Ω/km	0,4117
Suceptancia	B'	$\mu\text{S}/\text{km}$	4,054
Impedancia	Z'	Ω/km	0,42985
Parámetros de secuencia cero			
Resistencia	R_o'	Ω/km	0,2922
Reactancia	X_o'	Ω/km	1,80689
Suceptancia	B_o'	$\mu\text{S}/\text{km}$	1.609
Impedancia	Z_o'	Ω/km	1,8303

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Nota: Las características de la línea se tomaron del modelo de subtransmisión en DlgSILENT PowerFactory entregado por ELECAUSTRO.

5.7.2. Características del relé SIEMENS 7SL86

Las funciones de protección que son utilizados del relé SIEMENS 7SL86 se enlistan a continuación:

Tabla 93. Funciones de protección que son utilizados del relé Siemens 7SL86

NOMENCLATURA	DESCRIPCIÓN
87	Diferencial
50/51/67	Sobrecorriente instantánea/ con retardo
50N/51N/67N	Falla a tierra instantánea / con retardo
21	Protección de distancia
50 BF	Falla interruptor
27/59	Baja/sobretensión

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.7.3. Características del TC

Tabla 94. Características del TC

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal (fase - fase)	Va	kV	69
Frecuencia	f	Hz	60
Distancia mínima de fuga		mm	>1813
CLASE DE PRECISION:			
Núcleo 1 (clase medición)			Clase 0.2
Núcleo 2 (clase protección)			5P20
Núcleo 3 (clase protección)			5P20
Relaciones de transformación			300:5/600:5
Burden:			
Núcleo 1 (clase medición)			30
Núcleo 2 (clase protección)		VA	30
Núcleo 3 (clase protección)			30

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.7.4. Características del TP

Tabla 95. Características del TP

DATOS NOMINALES	SÍMBOLO	UNIDAD	VALOR
Tensión nominal (fase - fase)	Va	kV	69
Frecuencia	f	Hz	60
Distancia mínima de fuga		mm	>1813
CLASE DE PRECISIÓN: Núcleo 1 (clase medición) Núcleo 2 (clase protección) Núcleo 3 (clase protección)			Clase 0.2
Relaciones de transformación			$69/\sqrt{3} \text{ kV} / 115/\sqrt{3} \text{ V}$
Burden: Núcleo 1 (clase medición) Núcleo 2 (clase protección) Núcleo 3 (clase protección)		VA	30 30 30

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.7.5. Ajuste y coordinación de protecciones

5.7.5.1. Protección diferencial de línea 87L

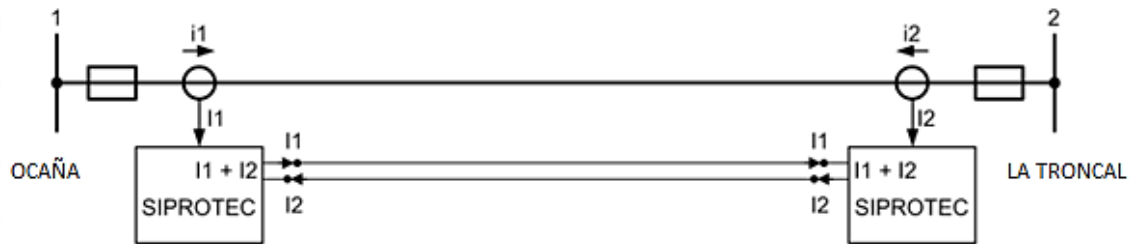
Debido a que la protección diferencial es una protección unitaria, esta funciona con la diferencia entre las corrientes entrantes y salientes de la zona protegida. Para el caso de las líneas de transmisión, la distancia obliga a la utilización de relés en cada extremo, los cuales utilicen una vía de comunicación o hilo piloto, que en nuestro caso es un canal de fibra óptica.

Esta protección debe detectar y despejar toda falla entre fases y entre fases y tierra, incluida las fallas resistivas.

El ajuste del relé debe considerar que la corriente diferencial en operación normal no es exactamente cero, lo cual se debe principalmente a los errores de los TCs utilizados en la medición, efecto que se acentúa con la elevación de la corriente producida precisamente durante las fallas contra las que se debe proteger la línea.

La Figura 38 muestra esto para una línea con dos extremos. Cada equipo mide la intensidad y envía su información referente a la amplitud y posición de fase al extremo opuesto. Con esta funcionalidad cada equipo puede formar la suma de las intensidades de todos los extremos y procesarla a continuación.

Figura 38. Protección diferencial para una línea con dos extremos



Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

El relé SIEMENS 7SL86 presenta la siguiente característica de protección:

La protección diferencial dispone de 2 escalones.

- El escalón I_{dif} opera con una medida de alta exactitud. Con este escalón se puede alcanzar la sensibilidad máxima.
- El escalón I_{dif} **rápido** opera paralelamente al escalón I_{dif} . Un algoritmo especialmente rápido permite tomar decisiones de disparo muy rápidas en caso de faltas de intensidad elevada.

Modo de trabajo

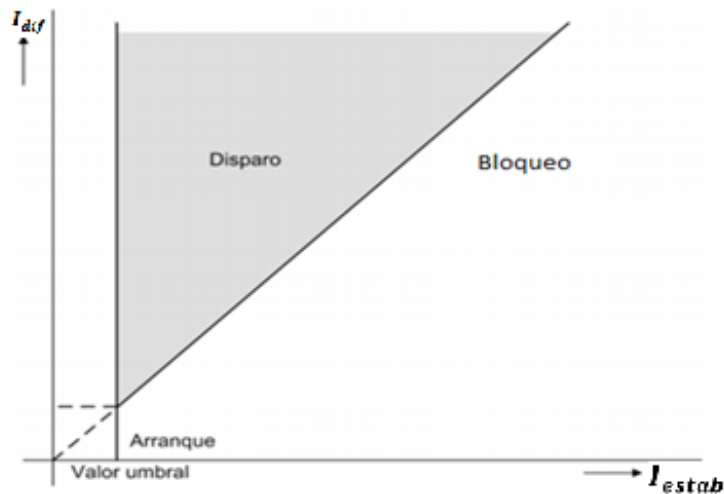
El escalón I_{dif} es el escalón sensible de la protección diferencial, este se basa en el principio del cálculo vectorial de las intensidades. Los vectores de intensidad evaluados están disponibles a partir de un período después de la entrada de la falta. El escalón I_{dif} **rápido** opera paralelamente y se encarga de la desconexión rápida de fallas con intensidad elevada.

Arranque del Escalón

La característica de arranque de la protección diferencial (ver la Figura 39), resulta de la característica de estabilización $I_{dif} = I_{estab}$ (línea de 45°) que está cortada por debajo del valor de ajuste del valor umbral, esta cumple con la

ecuación $I_{estab} = Valor\ umbral + \Sigma$ (error del transformador de intensidad y otros errores de medida). Si la intensidad diferencial - residual calculada sobrepasa el umbral de arranque y el error de medida máximo posible, se trata de una falla interna (zona gris en la Figura 39).

Figura 39. Característica de Arranque del Escalón



Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Ajuste de protección

Valor de arranque intensidad diferencial

Es determinante calcular el valor total de la intensidad que se introduce a la zona a proteger en caso de un cortocircuito, es decir, la intensidad total de la falla, independientemente de cómo se reparte de los extremos del objeto a proteger.

Para líneas aéreas largas se debe tener especialmente en cuenta la intensidad de carga, esta se calcula a partir de la corriente de carga utilizando la siguiente fórmula:

$$I_c = 3,63 \times 10^{-6} \times Un \times fn \times CB' \times s \quad (49)$$

Donde:

I_c = Intensidad de carga a determinar

Un = Tensión nominal de la red en kV

f_n = la frecuencia nominal de la red en Hz

CB' = la capacidad de servicio relativa de la línea $\frac{nF}{km}$

s = la longitud de la línea en km

Datos:

Variable	Valor	Magnitud
U_n	69	kV
f_n	60	Hz
CB'	9,5620	nF/km
s	20,5	km

$$I_c = 2,9458 A_{pri}$$

El valor de arranque se ajusta al doble de la corriente de carga, es decir:

$$I - DIF = 2 \times I_c = 2 \times 2,9458 = 5,8917 A_{pri}$$

El valor de ajuste en el secundario del transformador sería:

$$I - DIF = \frac{5,8917 A_{pri}}{RTC} = \frac{5,8917 A_{pri}}{60} = 0,10 A_{sec}$$

Valor de arranque con cierre.

Por lo general un ajuste al triple o cuádruple a la corriente de carga asegura la estabilidad de protección al efectuarse un cierre.

$$I - DIF > cierre = 4 \times I_c = 0,15 A_{sec}$$

Los valores de corriente son mínimas, por lo que se toma el valor mínimo que permite el relé.

En la siguiente tabla se presentan los siguientes ajustes de la protección diferencial 87L:

Tabla 96. Ajuste de la protección diferencial 87 L

Parámetro	Ajuste	Comentario
$I - DIF$	0,5	Valor umbral
$I - DIF > cierre$	0,5	Valor umbral con cierre

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.7.5.2. protección de distancia 21

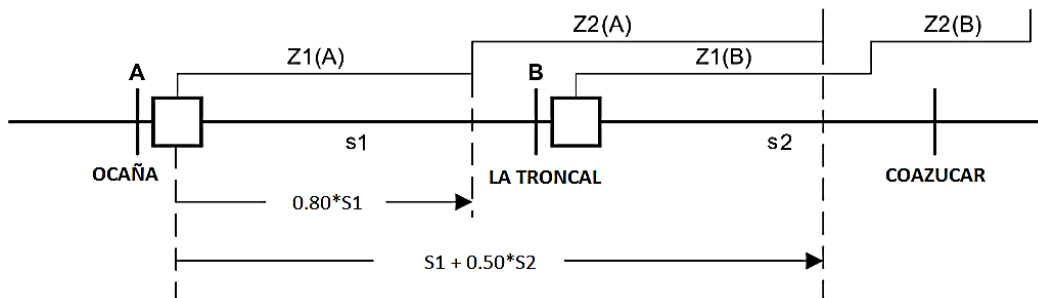
Para el ajuste de la protección de distancia (ANSI 21) se utilizará dos zonas de operación Z1, Z2.

Para determinar el alcance de cada zona nos guiamos en base a la siguiente recomendación:

Zona 1: alcance = 80 % impedancia de la línea. Tiempo: instantáneo.

Zona 2: alcance = 100 % impedancia de la línea más 50 % de la impedancia de la línea adyacente más corta. Tiempo: 0,3 a 0,6 s.

Figura 40. Zonas protección de distancia



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Protección línea Ocaña - La Troncal (relés ubicados en la barra Ocaña)

Para el ajuste de la protección de distancia son necesarias las características eléctricas de las líneas, en la siguiente tabla se indica las características de las líneas a proteger:

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS LÍNEAS PARA PROTECCIÓN DE DISTANCIA						
LÍNEA	$Z_1(\Omega)$	Ángulo (grados)	$R_1(\Omega)$	$X_1(\Omega)$	$R_0(\Omega)$	$X_0(\Omega)$
Ocaña - Cañar	17,9896	73,7301	5,04	17,2691	12,2724	75,8894
Ocaña - La Troncal	8,7806	73,7301	2,46	8,4289	5,9901	37,0412
La Troncal - COAZUCAR	1,403	75,0307	0,3624	1,3554	0,8979	5,0895

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Zona 1

Los elementos de la zona 1 deben ajustarse de manera de que cubran el mayor tramo posible de la línea protegida, permitiendo un disparo instantáneo para la mayor cantidad de fallas como sea posible. En la mayoría de las aplicaciones, el alcance de la zona 1 (Z_1) no debe ser capaz de responder ante fallas más allá de la línea protegida.

Por lo tanto, para aplicarla, el alcance de la zona 1 debe ajustarse tomando en cuenta los posibles errores de sobre - alcance. Estos errores provienen del propio relé, los TCs, los TP's y de la falta de precisión del valor de la impedancia de la línea protegida.

En base a la recomendación dada por la literatura especializada, el alcance de la zona 1 se restringe al 80 % de la impedancia de la línea protegida.

El valor de la impedancia correspondiente a la zona 1 es:

$$Z_{zona\ 1} = 0,80 \times Z_{Línea\ zona\ 1} \quad (50)$$

Para los elementos de falla entre fases:

$$Z_{fase\ zona\ 1} = 0,80 \times Z_{Ocaña-La\ Troncal}$$

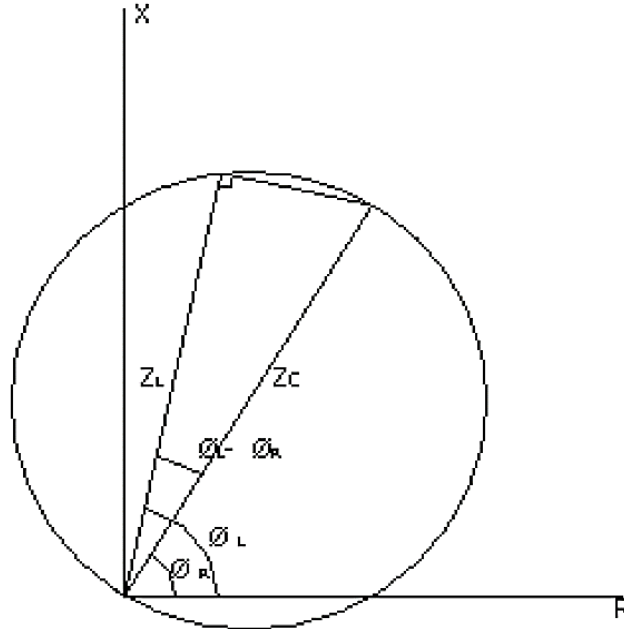
$$Z_{fase\ zona\ 1} = 0,80 \times (8,78 \angle 73,73^\circ)$$

$$Z_{fase\ zona\ 1} = 7,0245 \angle 73,73^\circ \Omega$$

El ajuste de impedancia en todos los relés es casi siempre continuo, pero el ángulo de fase no, por lo tanto, es necesario realizar una corrección a la impedancia para ajustar correctamente el relé. Generalmente los relés de distancia traen la posibilidad de ajustar el ángulo a 45° , 60° o 75° . Los ángulos de fase de las impedancias de las líneas son variables, es decir, no todos son iguales y solamente por una coincidencia serán iguales a 45° , 60° o 75° .

Para realizar tal corrección se utiliza la expresión que a continuación se obtiene.

Figura 41. Diagrama R - X Característica MHO Zona 1 o Zona 2



Fuente: Protección de Sistemas Eléctricos, Ramírez Castaño Samuel

$$\cos(\theta_l - \theta_r) = \frac{Z_l}{Z_c}$$

$$Z_c = \frac{Z_l}{\cos(\theta_l - \theta_r)} \quad (51)$$

Donde:

$Z_c = \text{impedancia corregida}$

$Z_l = \text{impedancia de la línea}$

$\theta_l = \text{ángulo de la línea}$

$\theta_r = \text{ángulo del relé}$

Luego:

$$Z_{\text{fase}_{\text{zona 1}} \text{ corregido}} = \frac{7,0245}{\cos(73,73^\circ - 75^\circ)} = 7,0262$$

$$Z_{\text{fase}_{\text{zona 1}} \text{ corregido}} = 7,0262 \angle 75^\circ$$



Los elementos de falla a tierra, para la zona 1 se determinan de la siguiente manera:

$$Z_{tierra_{zona\ 1}} = 0,80 \times Z_{Ocaña-La Troncal}$$

$$Z_{tierra_{zona\ 1}} = 0,80 \times (37,5224 \angle 80,81^\circ)$$

$$Z_{tierra_{zona\ 1}} = 30,0179 \angle 80,81^\circ \Omega$$

$$Z_{tierra_{zona\ 1} \text{ corregido}} = \frac{30,0179}{\cos(80,81^\circ - 75^\circ)} = 30,1731$$

$$Z_{tierra_{zona\ 1} \text{ corregido}} = 30,1731 \angle 75^\circ$$

La temporización de la zona 1 (tz_1) se ajusta a cero, proporcionando de esta manera una actuación instantánea.

$$tz_1 = 0 \text{ seg}$$

Zona 2

Los elementos de la zona 2 deben ajustarse de modo que puedan proteger la porción de la línea no cubierta por la zona 1. Para tener en cuenta los errores de sub - alcance, el alcance de la zona 2 (Z_2) se ajustan al 100 % de la línea Ocaña - La Troncal más el 50 % de la línea adyacente más corta, en este caso la línea La Troncal - COAZUCAR.

Para el cálculo del valor de la impedancia en la zona 2 hay que tener en cuenta el efecto de las fuentes de alimentación en puntos intermedios (infeed) sobre el relé de distancia.

El efecto de las fuentes de alimentación en las barras de subestaciones intermedias es tomado en cuenta cuando hay una o más fuentes de generación dentro de la zona de protección de un relé de distancia. Dichas fuentes pueden contribuir a la corriente de falla sin que detecte el relé de distancia.

Para corregir este error, la literatura especializada recomienda multiplicar la impedancia de la línea adyacente por un factor $(1+k)$, donde:

$$k = \frac{I_{Total\ Infeed}}{I_{relé}} \quad (52)$$

$I_{Total\ Infeed}$ = Corriente de cortocircuito que aporta las fuentes de generación en barras intermedias dentro de la zona de protección

I_{rele} = Corriente de cortocircuito que pasa por la línea en donde se encuentra ubicado el relé

Para este caso se simuló un cortocircuito al 50 % de la línea Ocaña - Cañar y se obtuvo los siguientes resultados:

$$k = 0,9 \text{ para cortocircuitos de fase}$$

$$k = 1 \text{ para cortocircuitos fase – tierra}$$

Para el alcance de la segunda zona se tiene:

$$Z_{zona\ 2} = Z_{Línea\ zona\ 1} + 0,5 \times (1 + k) \times Z_{Línea\ zona\ 2} \quad (53)$$

Por lo tanto, para los elementos de falla entre fases:

$$Z_{fase\ zona\ 2} = Z_{O-LT} + 0,5 \times (1 + k) \times Z_{La\ Troncal - Coazucar}$$

$$Z_{fase\ zona\ 2} = 8,78 \angle 73,73^\circ + 0,5 \times (1 + 0,9) \times 1,4030 \angle 75,03^\circ$$

$$Z_{fase\ zona\ 2} = 10,1131 \angle 73,90^\circ \Omega$$

$$Z_{fase\ zona\ 2\ corregida} = \frac{10,1131}{\cos(73,90^\circ - 75^\circ)} = 10,1150$$

$$Z_{fase\ zona\ 2\ corregida} = 10,1150 \angle 75^\circ$$

Para los elementos de falla a tierra:

$$Z_{tierra\ zona\ 2} = Z_{O-LT} + 0,5 \times (1 + k) \times Z_{La\ Troncal - Coazucar}$$

$$Z_{tierra\ zona\ 2} = 37,5224 \angle 80,81^\circ + 0,5 \times (1 + 1) \times 5,16 \angle 79,99^\circ$$

$$Z_{tierra_{zona\ 2}} = 40,1062 \angle 80,76^\circ \Omega$$

$$Z_{tierra_{zona\ 2} corregida} = \frac{40,1062}{\cos(80,76^\circ - 75^\circ)} = 40,309$$

$$Z_{tierra_{zona\ 2} corregida} = 40,31 \angle 75^\circ$$

La temporización de zona 2 (tz_2) se ajusta para coordinar con el tiempo de despeje de las zonas 1 para las líneas adyacentes. El tiempo total de despeje de falla consiste en el tiempo de funcionamiento de la zona 1 aguas abajo, más el tiempo de funcionamiento del interruptor asociado.

Después del despeje de una falla en una línea adyacente, se debe permitir un margen para la reinicialización de los elementos de la zona 2, más un margen de seguridad. Una temporización mínima típica de la zona 2 es del orden de los 300 ms.

$$tz_2 = 0,3 \text{ seg}$$

Los valores de resistencia e inductancia obtenidos deben ser referidos al secundario de los TCs y TP, mediante el factor de transformación dado como:

$$a = \frac{RTC}{RTP} = \frac{\frac{300}{5}}{\frac{69000}{115}} = \frac{1}{10}$$

Donde RTC y RTP son las relaciones de transformación de los TCs y TP respectivamente.

Hecho esto, el resumen de los elementos de cada zona se observa en las siguientes tablas.

Tabla 97. Ajuste protección distancia (relés ubicados en la barra Ocaña)

Fases:

Zona	alcance%	Z primaria		Z secundaria	
		$Z(\Omega)$	θ	$Z(\Omega)$	θ
1	80	7,03	75	0,7	75
2	150	10,12	75	1,01	75



Tierra:

Zona	alcance%	Z primaria		Z secundaria	
		Z(Ω)	θ	Z(Ω)	θ
1	80	30,17	75	3,02	75
2	150	40,31	75	4,03	75

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Protección línea Ocaña - La Troncal (relés ubicados en la barra La Troncal)

Zona 1

Para los elementos de falla entre fases:

$$Z_{fase_{zona\ 1}} = 0,80 \times Z_{Ocaña-La\ Troncal}$$

$$Z_{fase_{zona\ 1}} = 0,80 \times (8,78 \angle 73,73^\circ)$$

$$Z_{fase_{zona\ 1}} = 7,0245 \angle 73,73^\circ \Omega$$

Luego:

$$Z_{fase_{zona\ 1} corregido} = \frac{7,0245}{\cos(73,73^\circ - 75^\circ)} = 7,0262$$

$$Z_{fase_{zona\ 1} corregido} = 7,0262 \angle 75^\circ$$

Los elementos de falla a tierra, para la zona 1 se determinan de la siguiente manera:

$$Z_{tierra_{zona\ 1}} = 0,80 \times Z_{Ocaña-La\ Troncal}$$

$$Z_{tierra_{zona\ 1}} = 0,80 \times (37,5224 \angle 80,81^\circ)$$

$$Z_{tierra_{zona\ 1}} = 30,0179 \angle 80,81^\circ \Omega$$

$$Z_{tierra_{zona\ 1} corregido} = \frac{30,0179}{\cos(80,81^\circ - 75^\circ)} = 30,1731$$

$$Z_{tierra_{zona\ 1} corregido} = 30,1731 \angle 75^\circ$$



La temporización de la zona 1 (tz_1) se ajusta a cero, proporcionando de esta manera una actuación instantánea.

$$tz_1 = 0 \text{ seg}$$

Zona 2

Los elementos de la zona 2 deben ajustarse de modo que puedan proteger el porcentaje de la línea no cubierta por la zona 1. Para tener en cuenta los errores de sub - alcance, el alcance de la zona 2 (Z_2) se ajustan al 100 % de la línea Ocaña - La Troncal más el 50 % de la línea adyacente, en este caso la línea Ocaña - Cañar.

Por lo tanto, para los elementos de falla entre fases

$$Z_{fase_{zona\ 2}} = Z_{O-LT} + 0,5 \times (1 + k) \times Z_{Ocaña - Cañar}$$

$$Z_{fase_{zona\ 2}} = 8,78 \angle 73,73^\circ + 0,5 \times (1 + 0,9) \times 17,99 \angle 73,73^\circ$$

$$Z_{fase_{zona\ 2}} = 25,87 \angle 73,73^\circ \Omega$$

$$Z_{fase_{zona\ 2} \text{ corregida}} = \frac{25,87}{\cos(73,73^\circ - 75^\circ)} = 25,8770$$

$$Z_{fase_{zona\ 2} \text{ corregida}} = 25,8770 \angle 75^\circ$$

Para los elementos de falla a tierra:

$$Z_{tierra_{zona\ 2}} = Z_{O-LT} + 0,5 \times (1 + k) \times Z_{Ocaña - Cañar}$$

$$Z_{tierra_{zona\ 2}} = 37,5224 \angle 80,81^\circ + 0,5 \times (1 + 1) \times 76,87 \angle 80,81^\circ$$

$$Z_{tierra_{zona\ 2}} = 75,96 \angle 80,81^\circ \Omega$$

$$Z_{tierra_{zona\ 2} \text{ corregida}} = \frac{75,96}{\cos(80,81^\circ - 75^\circ)} = 76,3528$$

$$Z_{tierra_{zona\ 2} \text{ corregida}} = 76,3528 \angle 75^\circ$$

La temporización para la zona 2 es

$$tz_2 = 0,3 \text{ seg}$$

Tabla 98. Ajuste protección distancia (relés ubicados en la barra La Troncal)

Fases:

Zona	alcance%	Z primaria		Z secundaria	
		$Z(\Omega)$	θ	$Z(\Omega)$	θ
1	80	7,03	75	0,7	75
2	150	25,88	75	2,59	75

Tierra:

Zona	alcance%	Z primaria		Z secundaria	
		$Z(\Omega)$	θ	$Z(\Omega)$	θ
1	80	30,17	75	3,02	75
2	150	76,35	75	7,64	75

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.7.5.3. Protección de sobrecorriente direccional de fases y tierra (67/67N)

La protección direccional de sobrecorriente, reacciona a un valor prefijado de corriente, pero actúa cuando la corriente de falla circula en un sentido, por lo tanto, es necesario determinar la magnitud de la corriente de arranque para este tipo de protección y su ángulo de operación.

Se requiere direccionalidad aguas abajo, es decir el relé solo deberá ver fallas en la línea. Para ello se seleccionan los ángulos característicos del relé de la siguiente forma:

Ángulo característico 67 = 90°

Ángulo característico 67N = -90°

De esta manera se busca brindar protección para fallas con resistencia de arco de hasta 20Ω

La corriente de arranque y el tiempo de actuación se ajustan de la siguiente manera:

Protección de sobrecorriente temporizada 51

Para proceder al cálculo del ajuste de la protección 51 se usa el siguiente criterio:

En la corriente de arranque del relé que se determina para protección de líneas de interconexión, la literatura especializada recomienda un ajuste del 25 % más de la corriente nominal de la línea.

$$I_{arranque} = 1,25 \times I_{nominal} \quad (54)$$

Para nuestro caso la corriente nominal será la corriente máxima que pasa por una línea de Ocaña - La Troncal con el interruptor Pino – El Triunfo abierto, más un factor de seguridad del 10 %, en base a los estudios de flujos de potencia se determina que la corriente nominal es:

$$I_{nominal_{Ocaña-La Troncal}} = 236 \times 1,1 = 259,6 A$$

Por lo tanto, la corriente de arranque para la unidad temporizada es:

$$I_{arranque} = 1,25 \times I_{nominal} = 1,25 \times 259,6 A$$

$$I_{arranque} = 324,5 A_{pri}$$

El valor de ajuste en el secundario del transformador sería:

$$I_{arranque} = \frac{324,5 A_{pri}}{60} = 5,41 A_{sec}$$

Los valores de DIAL de los relés son inicialmente ajustados de tal manera que la coordinación con los relés asociados con las líneas Ocaña – Cañar, La Troncal - COAZUCAR y transformadores que se encuentran en la barra Ocaña sea garantizada.

$$DIAL_{relé_{Ocaña}} = 2,5$$

$$DIAL_{relé_{Troncal}} = 2$$



Se selecciona el tipo de curva de tal manera que se coordine con las unidades 51 de la línea Ocaña – Cañar, por tal motivo resulta conveniente usar el mismo tipo de curva seleccionada en los relés de protección de la línea Ocaña – Cañar.

La curva que utilizaremos para coordinar los relés es la IEC “short inverse”.

Protección de sobrecorriente temporizada 51N

La corriente de arranque (pick up) se determina por la siguiente fórmula:

$$I_{arranque} = \frac{0,3 \times I_{nominal}}{RTC} \quad (55)$$

Por lo tanto:

$$I_{arranque} = \frac{0,3 \times 259,6}{60} = 1,30 A_{sec}$$

El dial de tiempo se selecciona de tal manera que coordine con las curvas seleccionadas para la protección de la línea Ocaña – Cañar

$$DIAL_{relé_Ocaña} = 2$$

$$DIAL_{relé_Troncal} = 7$$

La curva para coordinar las protecciones temporizadas es la IEC “short inverse”.

Protección de sobrecorriente instantánea 50

Esta protección debe actuar de forma instantánea cuando se presente una falla, para esto se considera lo siguiente:

Para los relés ubicados en la S/E Ocaña, la corriente de arranque de la unidad 50 será la corriente de cortocircuito trifásica mínima con $R_f = 20 \Omega$ para una falla al 20 % de la línea Ocaña - La Troncal visto desde la barra Ocaña.

$$I_{kss3f_{20\% Ocaña-La Troncal}} = 1255 A_{pri}$$



$$I_{arranque} = 1255 A_{pri}$$

El valor de ajuste en el secundario del transformador sería:

$$I_{arranque} = \frac{1255 A_{pri}}{60} = 20,91 A_{sec}$$

El tiempo de actuación debe ser instantáneo:

$$t = 0 \text{ seg}$$

Para los relés ubicados en la S/E La Troncal, para este caso particular la corriente de arranque de la unidad 50 será la corriente de cortocircuito trifásica mínima con una resistencia de falla $R_f = 0 \Omega$ para una falla al 90 % de la línea La Troncal – Ocaña, visto desde la barra La Troncal, generando COAZUCAR, debido a que para la mitad del tiempo COAZUCAR será el único que podría proyectar corriente de cortocircuito.

$$I_{kss3f_{90\% \text{ La Troncal-Ocaña}}} = 603 A_{pri}$$

$$I_{arranque} = 603 A_{pri}$$

El valor de ajuste en el secundario del transformador sería:

$$I_{arranque} = \frac{603 A_{pri}}{60} = 10,05 A_{sec}$$

Protección de sobrecorriente instantánea 50N

Para los relés ubicados en la S/E Ocaña, se tomará para el arranque de la protección la corriente de secuencia cero de cada fase ($3I_0$), debido a que el relé referencia con esta corriente para su medición y actuación, por lo tanto, el valor de arranque de la unidad 50N es la corriente de cortocircuito mínima $3I_0$ con $R_f = 20 \Omega$ para una falla al 50 % de la línea Ocaña - La Troncal, visto desde la barra Ocaña.

$$I_{3I_0_{50\% \text{ Ocaña - La Troncal}}} = 547 A_{pri}$$



$$I_{\text{arranque}} = 547 A_{\text{pri}}$$

El valor de ajuste en el secundario del transformador sería:

$$I_{\text{arranque}} = \frac{547 A_{\text{pri}}}{60} = 9,11 A_{\text{sec}}$$

El tiempo de actuación debe ser instantáneo o se puede dar un retardo, la literatura especializada recomienda escoger el siguiente:

$$t = 0 \text{ seg}$$

En caso de los relés ubicados en la S/E La Troncal, la corriente de arranque de la unidad 50N es la corriente de cortocircuito mínima de secuencia cero de cada fase ($3I_0$) con $R_f = 20 \Omega$ para una falla al 50 % de la línea Ocaña–La Troncal, visto desde la barra Ocaña.

$$I_{3I_0 \text{ } 70\% \text{ Ocaña-La Troncal}} = 757 A_{\text{pri}}$$

Por lo tanto:

$$I_{\text{arranque}} = 757 A_{\text{pri}}$$

El valor de ajuste en el secundario del transformador sería:

$$I_{\text{arranque}} = \frac{757 A_{\text{pri}}}{60} = 12,62 A_{\text{sec}}$$

El tiempo de actuación debe ser instantáneo o se puede dar un retardo, la literatura especializada recomienda escoger el siguiente:

$$t = 0 \text{ seg}$$

Ajuste y coordinación de la protección de sobrecorriente direccional línea Ocaña – La Troncal

El ajuste de la protección direccional se lo hará de tal manera que pueda estar coordinada con la protección direccional de la línea Ocaña – Cañar, de esta manera se presenta el ajuste en la siguiente tabla:

Tabla 99. Ajuste protección direccional

AJUSTE PROTECCIÓN DIRECCIONAL 67/67N LÍNEA OCAÑA - LA TRONCAL						
ANSI		I_arranque (A_sec)	DIAL	Tiempo	Característica	Ángulo
Relés ubicados en la barra La Troncal						
67	50	10,05		0,00 s		
	51	5,41	2		IEEE short inverse	90°
67N	50N	12,62		0,00 s		
	51N	1,30	7		IEEE short inverse	-90°
Relés ubicados en la barra Ocaña						
67	50	20,9		0,00 s		
	51	5,41	2,5		IEEE short inverse	90°
67N	50N	9,11		0,00 s		
	51N	1,30	2		IEEE short inverse	-90°

Fuente: (ELECAUSTRO, 2016)

5.7.5.4. Protección de falla del interruptor 50BF

Los ajustes típicos de temporización a utilizar son los siguientes:

Tabla 100. Ajustes típicos de temporización

Mecanismo Reinicio Tempo Fallo INT	tINT Tempo	Temporización típica para INT de $2\frac{1}{2}$ Ciclos
Inicializando elemento de reinicio	Tiempo interrupción INT+ tiempo reinicio elemento (máx) + error en tINT tempo + margen seguridad	45 + 50 + 10 + 50 = 155 ms
INT. Abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares interruptor (máx) + error en el temporizador tINT + margen de seguridad	50 + 10 + 50 = 110 ms
Elementos de mínima intensidad	Tiempo interrupción INT+ elemento mínima intensidad (máx) + margen seguridad	50 + 25 + 50 = 125 ms

Fuente: (MICOM, 2015)

Los casos anteriores consideran el disparo directo de un interruptor de $2\frac{1}{2}$ ciclos. Es importante considerar que cuando se utilizan relés de disparo auxiliares, se debe añadir 10 - 15 ms adicionales para permitir el funcionamiento del relé de disparo.

Considerando que los interruptores son de 3 ciclos y que se usan relés auxiliares ANSI 89 (desconector de línea), se debe adicionar 23 ms a la temporización elegida, seleccionando el esquema de actuación por mínima corriente la temporización total es:

$$t = 125 + 23 = 148 \approx 150ms$$

Ajustes de mínima intensidad de fallo del interruptor

Los ajustes de mínima corriente de fase ($I_{<}$) deben ser menores que la corriente de carga, para asegurar que el funcionamiento de $I_{<}$ indique la apertura del interruptor. Un ajuste típico para línea aérea o circuitos de cable es 20 % I_n , Esta corriente referida al secundario de los TCs, se obtiene al dividirla para su relación de transformación RTC:

$$RTC = \frac{300}{5} = 60$$

$$I_{min} = 0,2 \times I_n = 0,2 \times 259,6 = 51,92 A_{primarios} = \frac{51,92}{RTC} = 0,86 A_{secundarios}$$

5.7.5.5. Protección de mínima tensión/sobretensión 27/59

Ajuste y coordinación de la protección de mínima tensión

Para ajustar la protección de mínima tensión 27 se establecen dos estados: el primero de alarma cuando empieza a detectar la caída de tensión y el otro estado es el disparo cuando la tensión está por debajo del rango mínimo permitido ($< 0,85 p.u.$).

Ajuste de alarma de la protección de mínima tensión 27

La tensión nominal se le aplica el 92 % y se obtiene el primer umbral de tensión:

$$V_{PRIM_{92} \%} = 0,92 \times V_N \quad (56)$$

$$V_{PRIM_{92} \%} = 0,92 \times 69000 V = 63480 V_{pri}$$



Luego con la relación de transformación del transformador de potencial TP, la tensión establecida debe ser relacionada a la tensión del secundario del transformador:

$$V_{SEC_{92} \%} = \frac{V_{PRIM_{92} \%}}{RTP}$$
$$V_{SEC_{92} \%} = \frac{63480}{600} = 105,8 V_{sec}$$

La tensión para la cual debe realizarse el aviso de alarma del relé debe ser el que se calcula al 92 % del secundario y el tiempo para que se active la alarma es el siguiente:

$$t = 2 \text{ seg.}$$

Ajuste de disparo de la protección de mínima tensión 27

La tensión nominal se le aplica el 85 % y se obtiene el segundo umbral de tensión:

$$V_{PRIM_{85} \%} = 0,85 \times V_N \quad (57)$$

$$V_{PRIM_{85} \%} = 0,85 \times 69000 = 58650 V_{pri}$$

Luego con la relación de transformación del transformador de potencial TP, la tensión establecida debe ser relacionada al valor secundario:

$$V_{SEC_{85} \%} = \frac{V_{PRIM_{85} \%}}{RTP}$$
$$V_{SEC_{85} \%} = \frac{58650}{600} = 97,75 V_{sec}$$

La tensión para el cual debe realizarse el aviso de alarma del relé debe ser menor que el que se calcula al 85 % del secundario y el tiempo para que se active la alarma es el siguiente:

$$t = 0,5 \text{ seg.}$$

Tabla 101. Ajuste de la protección de mínima tensión (27)

AJUSTE PROTECCIÓN DE MÍNIMA TENSIÓN 27		
	Tensión (V_sec)	Tiempo (seg)
Alarma	105,8	2
Disparo	97,75	0,5

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Sobretensión 59

La máxima tensión permitida por la regulación en las barras de 69 kV es de 1,08 p.u. Por lo que se toma este valor para el ajuste de la alarma.

$$RTP = \frac{69000 V}{115 V} = 600$$

$$V_{max} = \frac{1,08 \times 69000}{600} = 124,2 V_{secundarios}$$

Para el ajuste de disparo se toma el 110 % de la tensión en barras de 69 kV

$$V_{max} = \frac{1,1 \times 69000}{600} = 126,5 V_{secundarios}$$

Tabla 102. Ajustes de protección de sobretensión 59

AJUSTE PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59		
	Tensión (V_sec)	Tiempo (seg)
Alarma	124,2	2
Disparo	127	0,5

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.8. Verificación de los ajustes

Definidos los ajustes a calibrar en los relés y las modificaciones propuestas a las protecciones existentes, se presenta la verificación de la actuación de las protecciones para fallas en la región de estudio.

Se analiza el desempeño de los sistemas de protección ante fallas en el sistema de 69 kV. En esta se demuestra el desempeño del sistema de protección



direccional y distancia para la línea Ocaña – La Troncal, así como también la correcta coordinación y selectividad entre los sistemas de protecciones adyacentes.

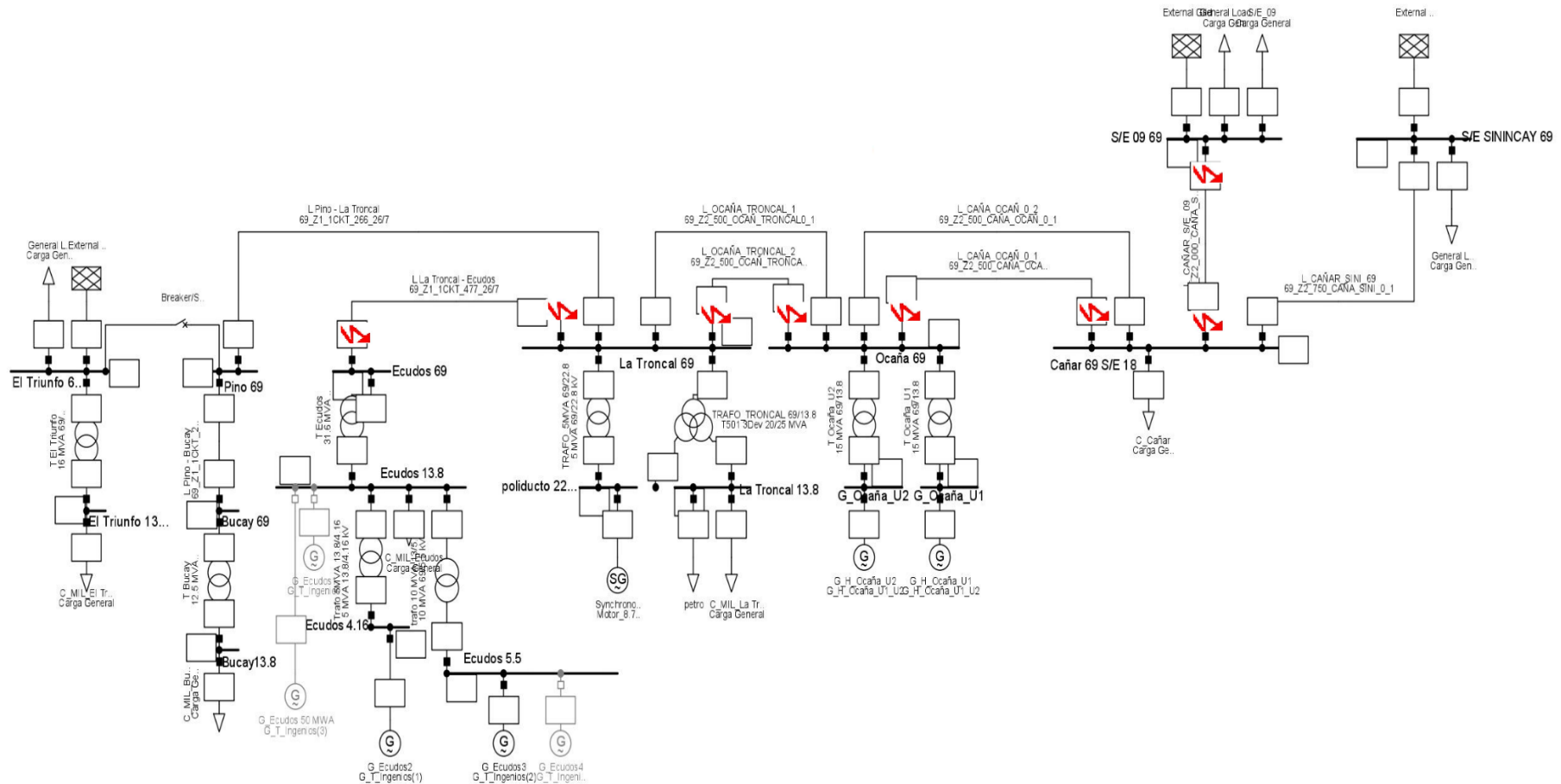
Para el análisis de verificación de la coordinación se elige el escenario con generación de COAZUCAR y generación Ocaña. Como puede observarse en el desarrollo del capítulo, se verifica la correcta coordinación y actuación selectiva entre los relés de protección que responden a los criterios definidos en el presente capítulo.

5.8.1. Verificación del sistema de 69 kV

A continuación, se realizan fallas trifásicas sin resistencia de falla y monofásicas con resistencia de falla $R_f = 0 \Omega$ y $R_f = 20 \Omega$ al 10 % y 90 % de cada uno de los tramos. Cada una de estas se realiza para el escenario de mínima y máxima corriente de cortocircuito en el área de estudio. A continuación, se presentan las gráficas de la protección de distancia (21) y tablas con los tiempos de actuación de la protección direccional (67).

En el siguiente esquema se presenta la localización de cada una de las fallas a analizar:

Figura 42. Localización de cortocircuitos para verificación de protecciones



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.8.2. Verificación de la protección de distancia (21)

En la siguiente tabla se muestra el funcionamiento de la protección de distancia para máximas y mínimas corrientes de cortocircuito y su tiempo de actuación, luego de esto se indica en forma gráfica el funcionamiento para distintas fallas en la línea a proteger.

- **Máxima corriente de cortocircuito**

Tabla 103. Máxima corriente de cortocircuito

Funcionamiento de la protección de distancia trifásico				
Línea	Falla	Impedancia (Z)	Tiempo (s)	Comentario
Relés ubicados en la S/E La-Troncal				
La Troncal - Ocaña	10%	0,897	0,04	Actúa en primera zona
La Troncal - Ocaña	90%	8,071	0,34	Actúa en segunda zona
Ocaña - Cañar	10%	40,083	-	No actúa como prot. respaldo
Ocaña - Cañar	20%	69,793	-	No actúa como prot. respaldo
Ocaña - Cañar	30%	97,03	-	No actúa como prot. respaldo
Ocaña - Cañar	40%	120,757	-	No actúa como prot. respaldo
Ocaña - Cañar	50%	139,743	-	No actúa como prot. respaldo
Relés ubicados en la S/E Ocaña				
Ocaña - La Troncal	10%	0,897	0,04	Actúa en primera zona
Ocaña - La Troncal	90%	8,071	0,34	Actúa en segunda zona
La Troncal - Coazucar	10%	9,244	0,34	Actúa como prot. respaldo
La Troncal - Coazucar	20%	9,519	0,34	Actúa como prot. respaldo
La Troncal - Coazucar	30%	9,794	0,34	Actúa como prot. respaldo
La Troncal - Coazucar	40%	10,069	-	No actúa como prot. respaldo
La Troncal - Coazucar	50%	10,343	-	No actúa como prot. respaldo

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

- **Mínima corriente de cortocircuito**

Tabla 104. Mínima corriente de cortocircuito

Funcionamiento de la protección de distancia trifásico				
Línea	Falla	Impedancia (Z)	Tiempo (s)	Comentario
Relés ubicados en la S/E La-Troncal				
La Troncal - Ocaña	10%	0,897	0,04	Actúa en primera zona
La Troncal - Ocaña	90%	8,071	0,34	Actúa en segunda zona
Ocaña - Cañar	10%	25,135	-	No actúa como prot. respaldo
Ocaña - Cañar	20%	47,349	-	No actúa como prot. respaldo
Ocaña - Cañar	30%	64,46	-	No actúa como prot. respaldo
Ocaña - Cañar	40%	76,996	-	No actúa como prot. respaldo
Ocaña - Cañar	50%	85,282	-	No actúa como prot. respaldo
Relés ubicados en la S/E Ocaña				
Ocaña - La Troncal	10%	0,897	0,04	Actúa en primera zona
Ocaña - La Troncal	90%	8,071	0,34	Actúa en segunda zona
La Troncal - Coazucar	10%	9,24	0,34	Actúa como prot. respaldo
La Troncal - Coazucar	20%	9,512	0,34	Actúa como prot. respaldo
La Troncal - Coazucar	30%	9,783	0,34	Actúa como prot. respaldo
La Troncal - Coazucar	40%	10,054	0,34	Actúa como prot. respaldo
La Troncal - Coazucar	50%	10,325	-	No actúa como prot. respaldo

Fuente: levantamiento de información

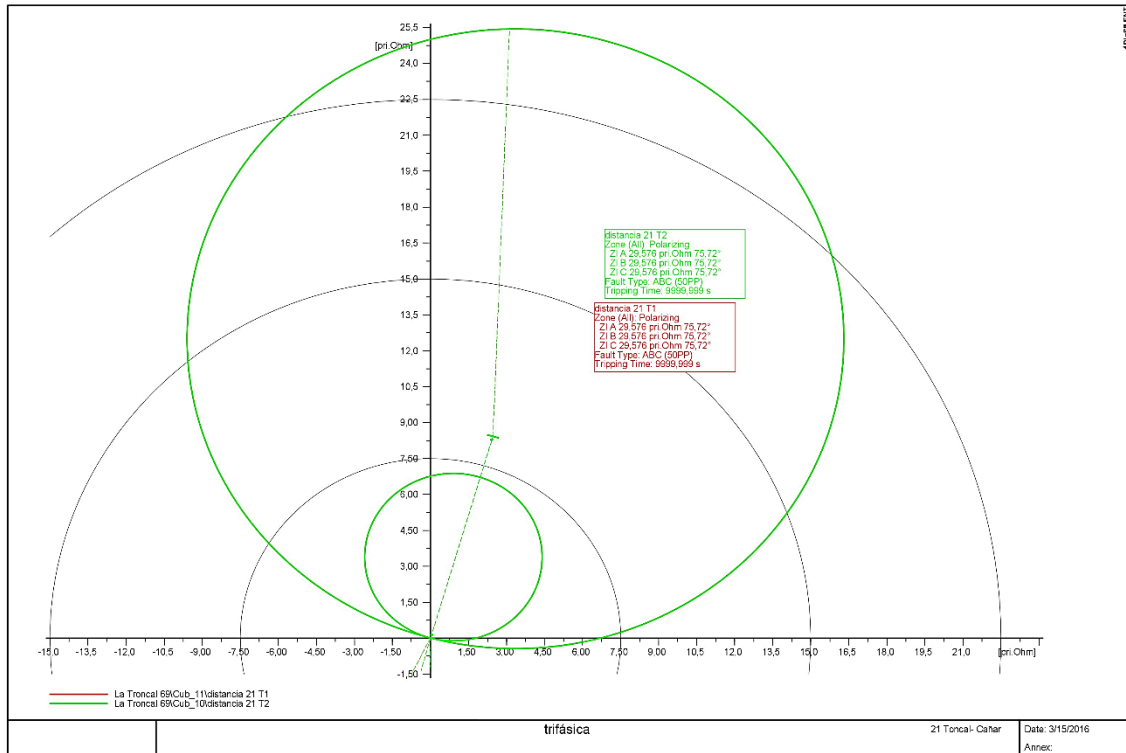
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.8.2.1. Falla al 10 % tramo S/E Ocaña – S/E N° 18 (Cañar)

- Trifásica

Relés ubicados en S/E La Troncal

Figura 43. Ubicación de lcc_min trifásico falla al 10% línea Ocaña – Cañar

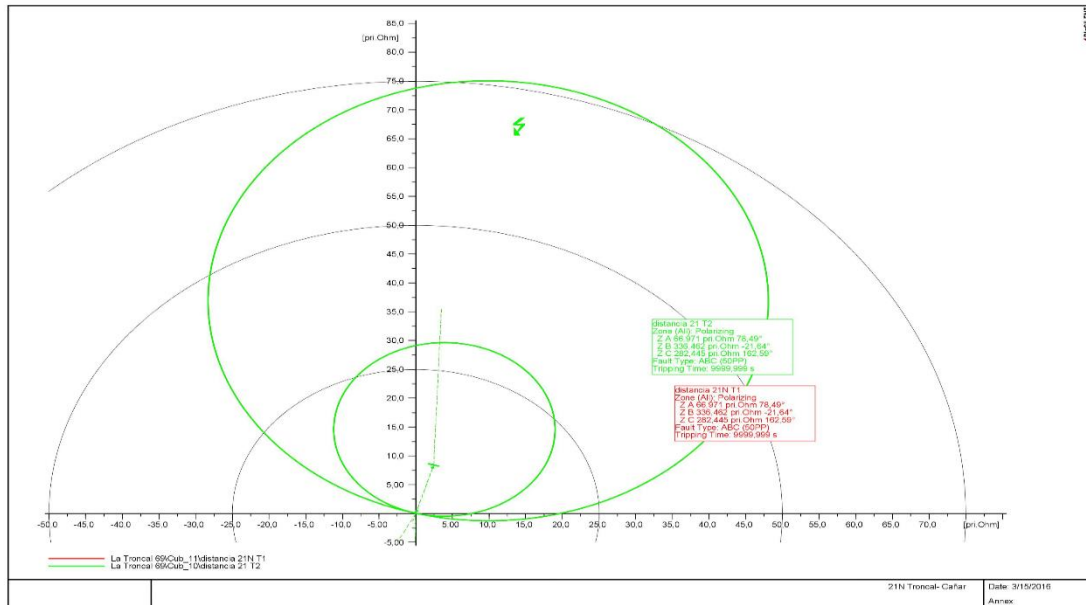


Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

La protección de distancia (21) ubicados en la S/E La Troncal, inicialmente está calibrada de tal manera que pueda brindar respaldo hasta un 50 % de la línea adyacente. Esta protección no pudo brindar respaldo para una falla al 10 % de la línea Ocaña – Cañar debido a que no existe un aporte considerable de corriente de cortocircuito por parte de la generación de COAZUCAR, de igual manera para corrientes de cortocircuito máximas la protección 21 no brinda respaldo a la línea Ocaña - Cañar.

- Monofásica ($R_f = 0 \Omega$)

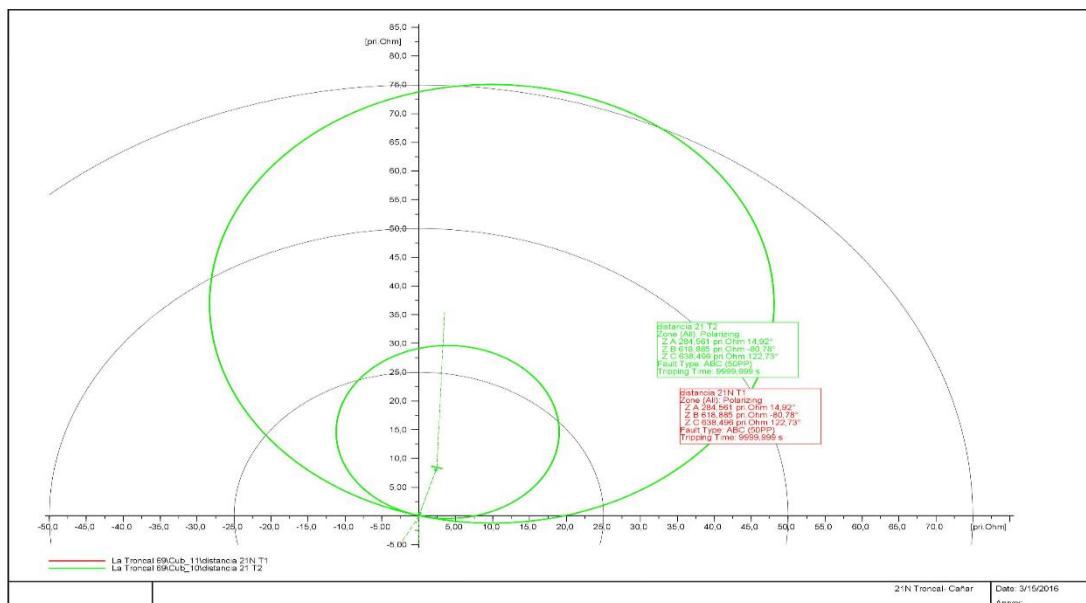
Figura 44. Ubicación de I_{cc_min} monofásico falla al 10% línea Ocaña – Cañar



De la misma manera, la protección 21N no brinda respaldo para fallas monofásicas en la línea Ocaña – Cañar.

- Monofásica ($R_f = 20 \Omega$)

Figura 45. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 20 \Omega$ falla al 10% línea Ocaña - Cañar



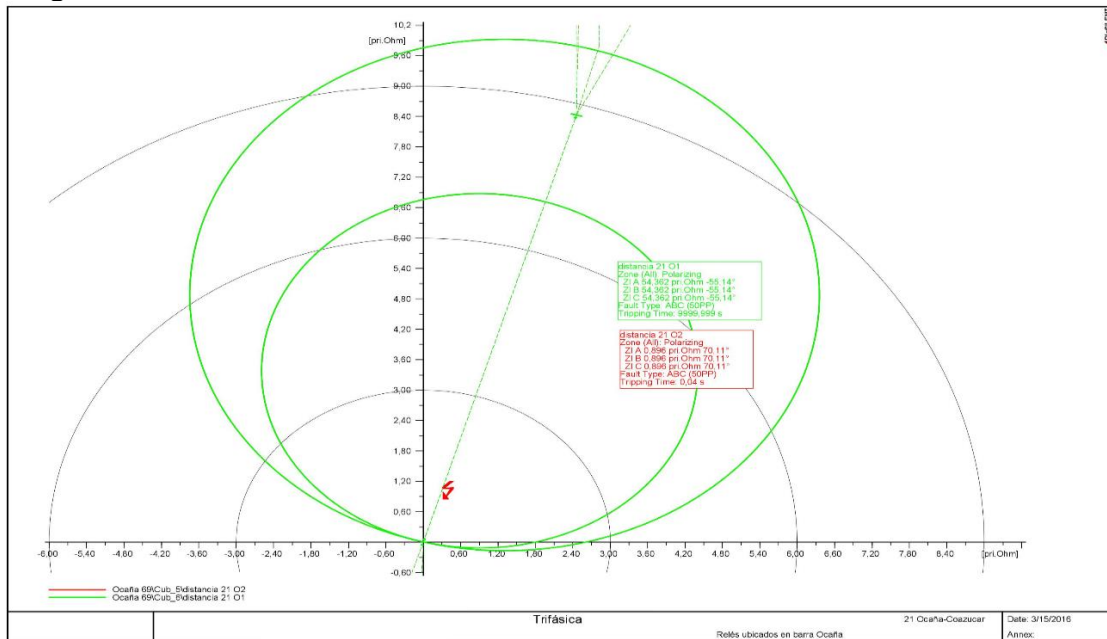
De la misma manera, la protección 21N no brinda respaldo para fallas monofásicas con resistencia de falla de 20Ω en la línea Ocaña – Cañar.

5.8.2.2. Falla al 10 % tramo S/E Ocaña – S/E N° 50 (La Troncal)

- Trifásica

Relés ubicados en S/E Ocaña

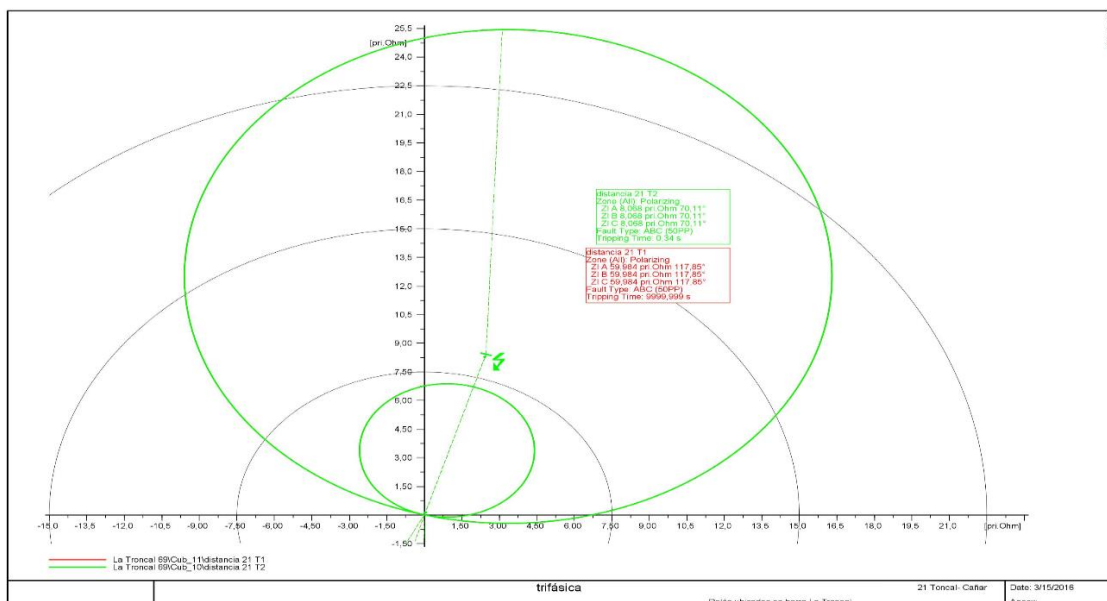
Figura 46. Ubicación de lcc_min trifásico falla al 10% línea Ocaña – La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Relés ubicados en S/E La Troncal

Figura 47. Ubicación de lcc_min trifásico falla al 10% línea La Ocaña - La Troncal

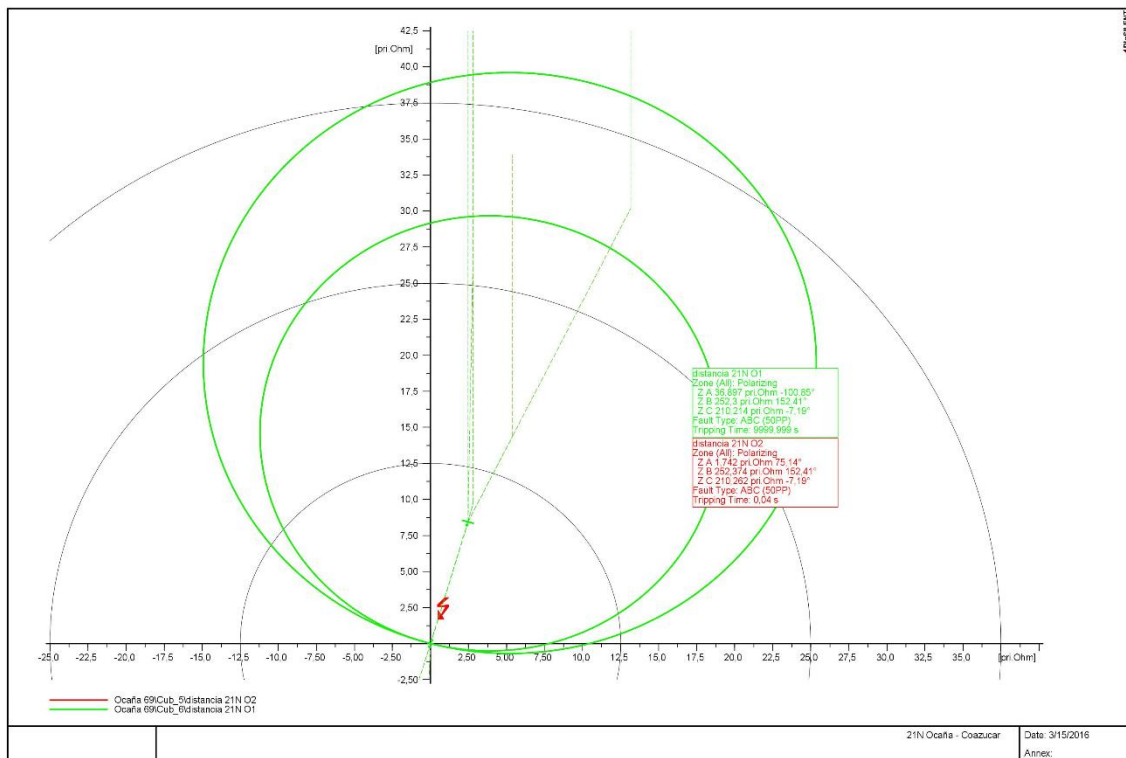


Para fallas trifásicas en la propia línea (Ocaña – La Troncal) la protección de distancia funciona de manera correcta, ante una falla al 10 % de la línea Ocaña – La Troncal se activa la primera zona del relé ubicada en la barra Ocaña con un tiempo de 0,04 s, y se activa la segunda zona del relé ubicada en la barra La Troncal con un tiempo de 0,34 s.

- **Monofásica ($R_f = 0 \Omega$)**

Relés ubicados en S/E Ocaña

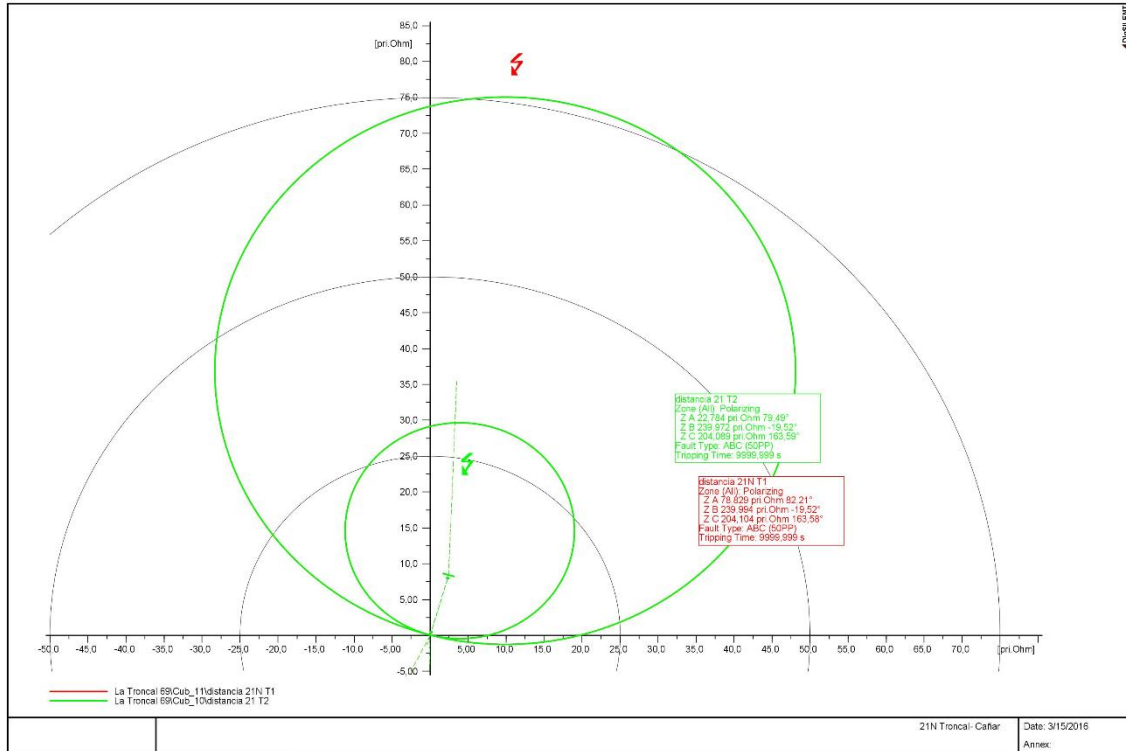
Figura 48. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 0 \Omega$ falla al 10% línea Ocaña – La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Relés ubicados en S/E La Troncal

Figura 49. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 0 \Omega$ falla al 10% línea La Ocaña - La Troncal



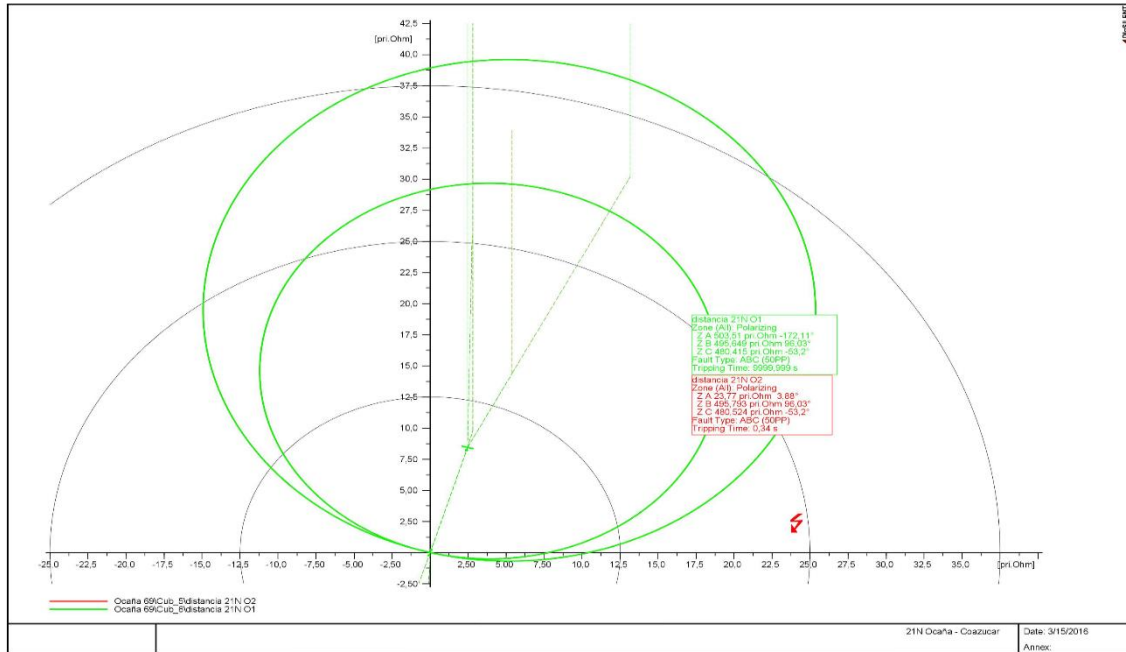
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Al presentarse un cortocircuito monofásico sin resistencia de falla al 10 % de la línea Ocaña – La Troncal, la protección 21N ubicada en la barra Ocaña funciona de manera adecuada activándose la primera zona con un tiempo de 0,04 s, mientras que la protección 21N ubicada en la barra La Troncal no siente esta falla por lo que no actúa la protección.

- Monofásica ($R_f = 20 \Omega$)

Relés ubicados en S/E Ocaña

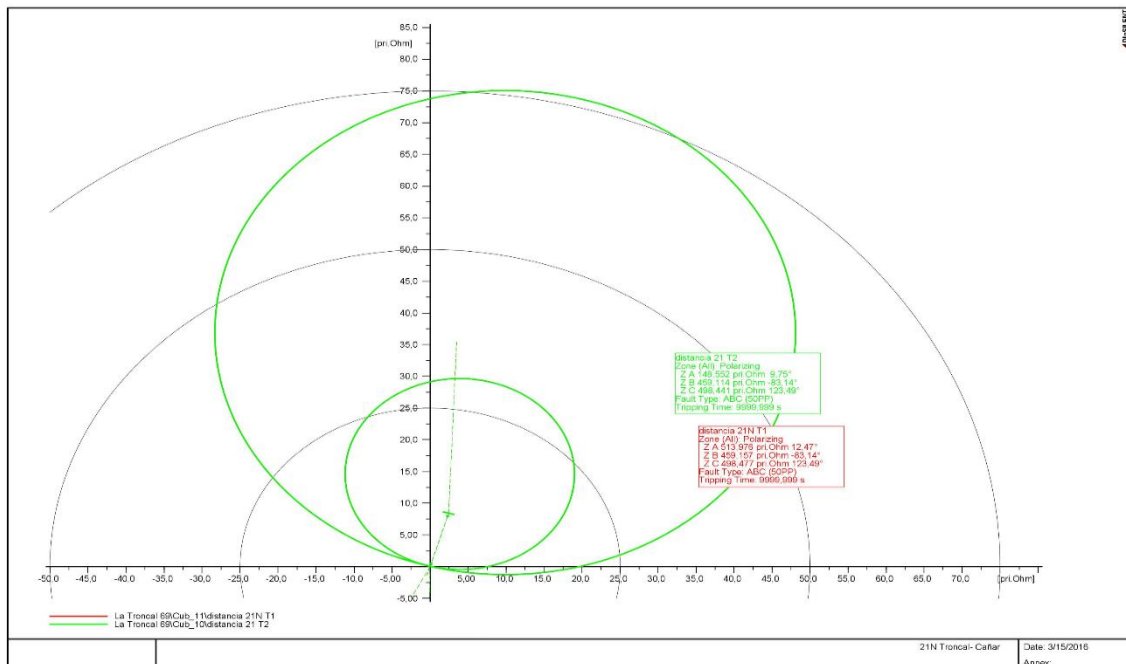
Figura 50. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 20 \Omega$ falla al 10% línea La Ocaña - La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Relés ubicados en S/E La Troncal

Figura 51. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 20 \Omega$ falla al 10% línea La Ocaña - La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

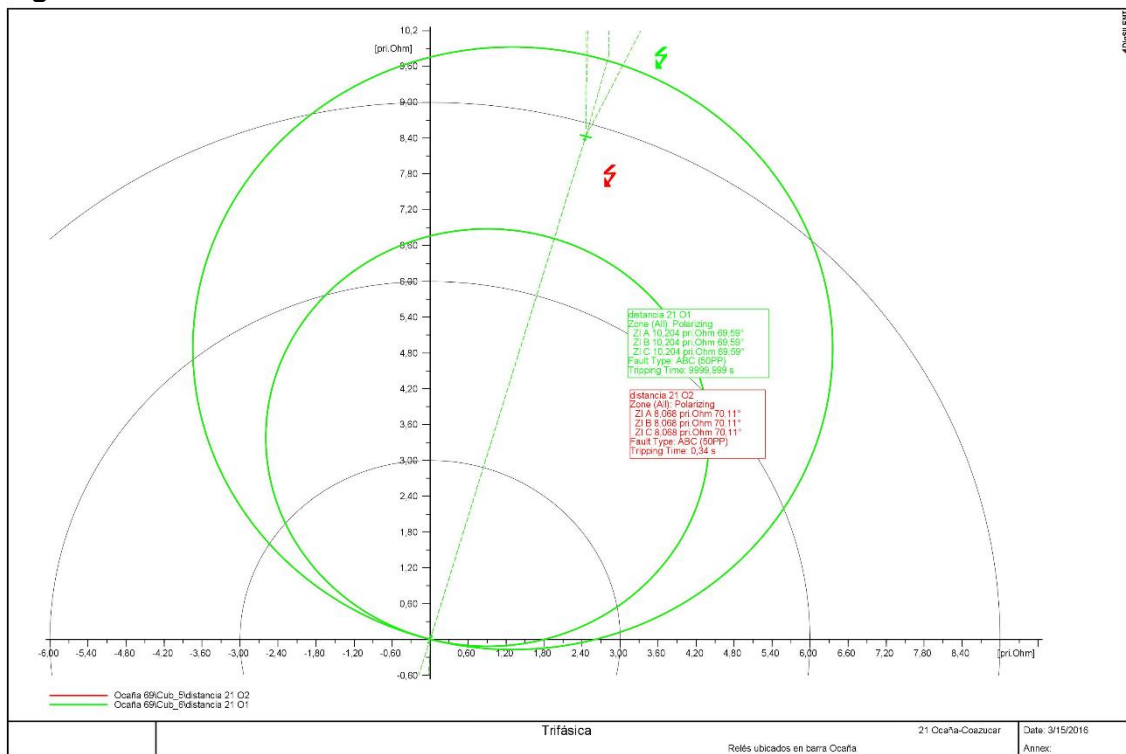
Para una falla monofásica con $R_f = 20 \Omega$ la protección de distancia ubicada en la barra Ocaña brinda protección, el valor de impedancia mostrada en $Z_A = 23,77 \Omega$ a un ángulo de 3° por lo que el tiempo de actuación es de 0,34 s, mientras que la protección 21N ubicada en barra La Troncal, los valores de impedancia son elevados por lo que no actúa esta protección.

5.8.2.3. Falla al 90 % tramo S/E Ocaña – S/E N° 50 (La Troncal)

- Trifásica

Relés ubicados en S/E Ocaña

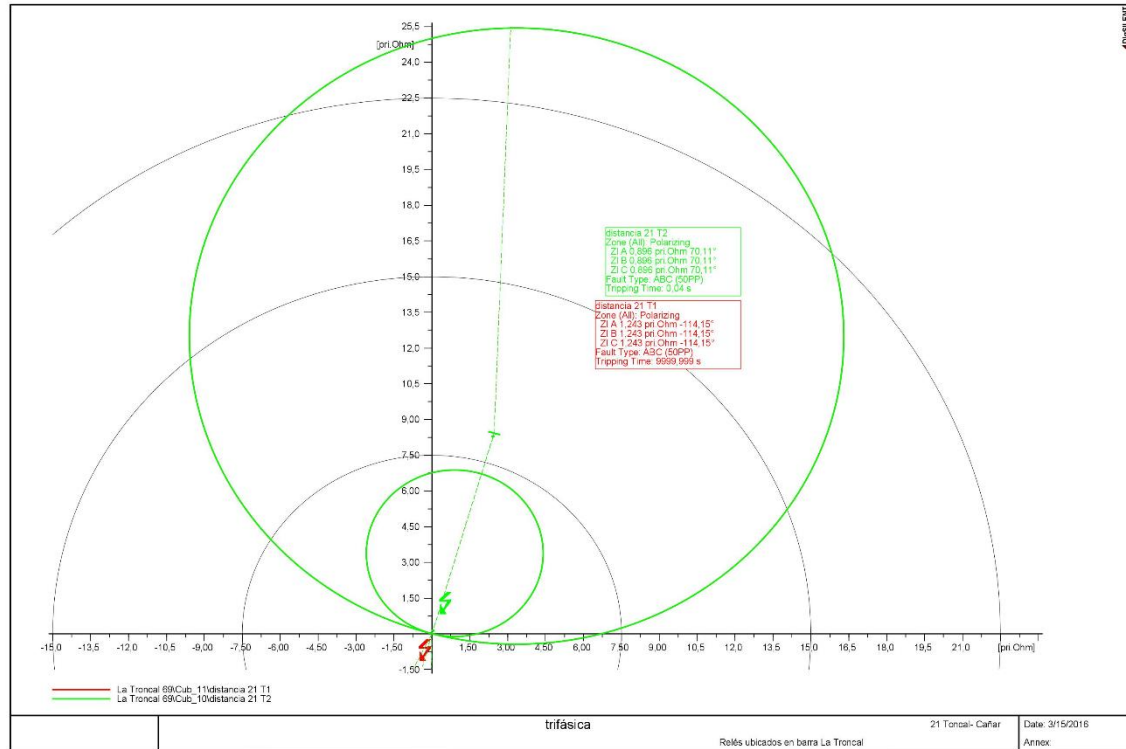
Figura 52. Ubicación de I_{cc_min} trifásico falla al 90% línea La Ocaña - La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Relés ubicados en S/E - La Troncal

Figura 53. Ubicación de I_{cc_min} trifásico falla al 90% línea La Ocaña - La Troncal



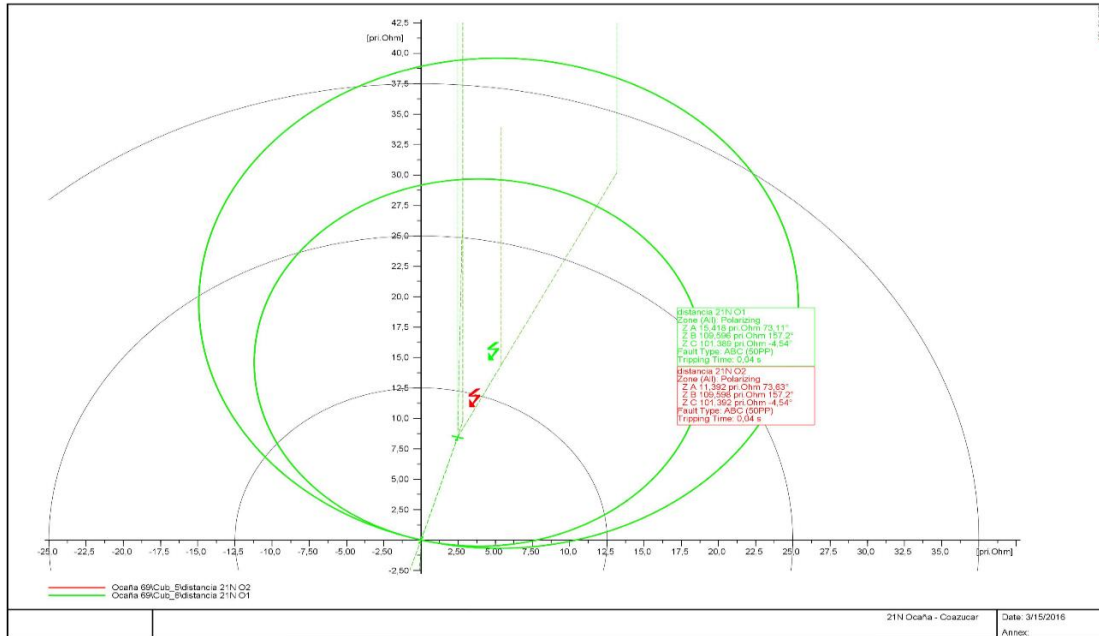
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Para fallas trifásicas al 90 % de la línea Ocaña – La Troncal la protección de distancia funciona de manera correcta, se activa la segunda zona del relé ubicada en la barra Ocaña con un tiempo de 0,34 s, dando de esta manera tiempo para que se active la primera zona del relé ubicada en la barra La Troncal ya que se encuentra más cerca a la falla.

- **Monofásica ($R_f = 0 \Omega$)**

Relés ubicados en S/E Ocaña

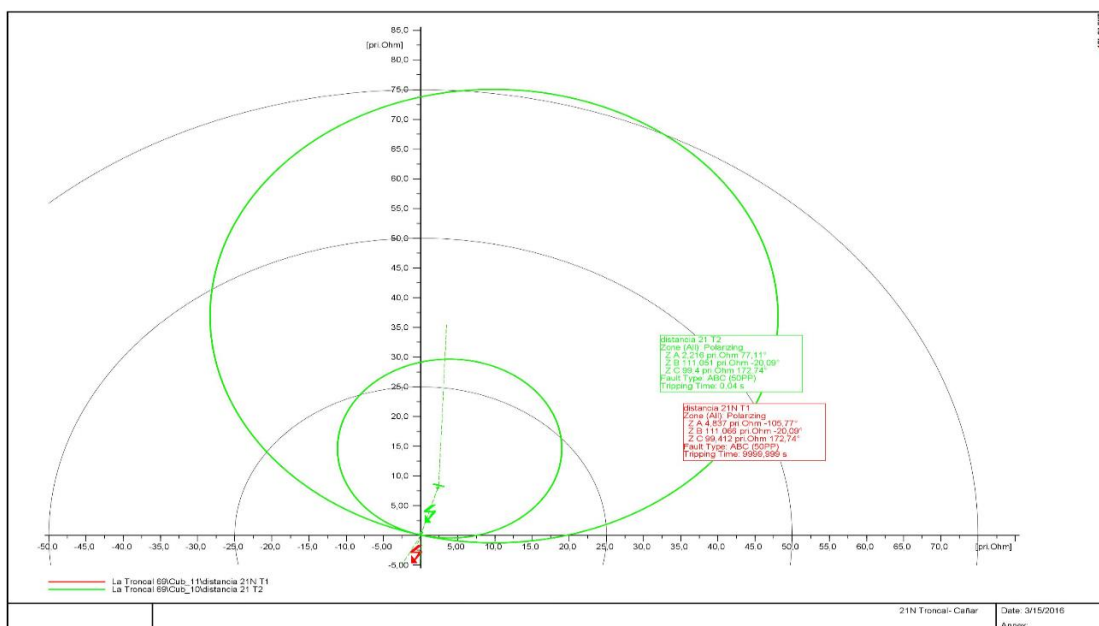
Figura 54. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 0 \Omega$ falla al 90% línea Ocaña - La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Relés ubicados en S/E La Troncal

Figura 55. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 0 \Omega$ falla al 90% línea Ocaña - La Troncal



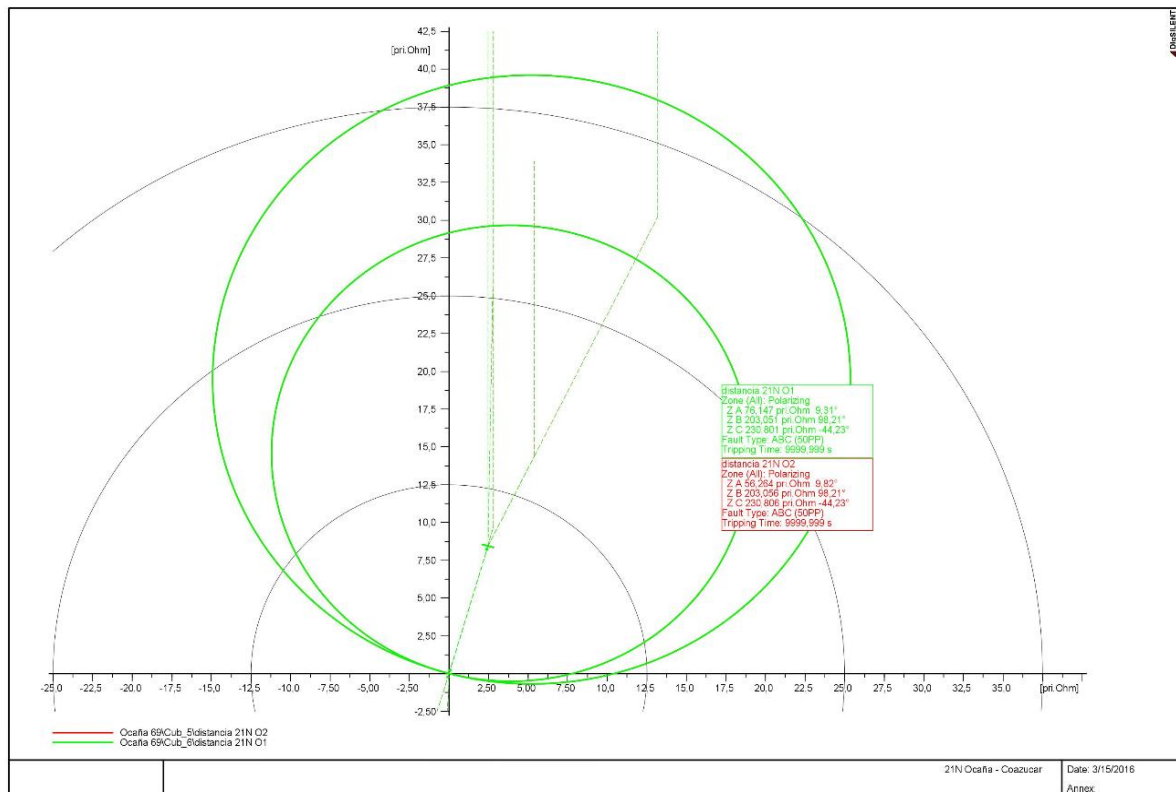
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Para un cortocircuito monofásico sin resistencia de falla al 90 % de la línea Ocaña – La Troncal, las protecciones 21N actúan, la protección 21N ubicada en la barra Ocaña debería tener un tiempo de retardo para que actúe la protección cercana a la falla, pero, por el valor de corriente que siente el relé esta protección funciona de manera instantánea, ambas protecciones despejarán la falla en 0,04s.

- **Monofásica ($R_f = 20 \Omega$)**

Relés ubicados en S/E Ocaña

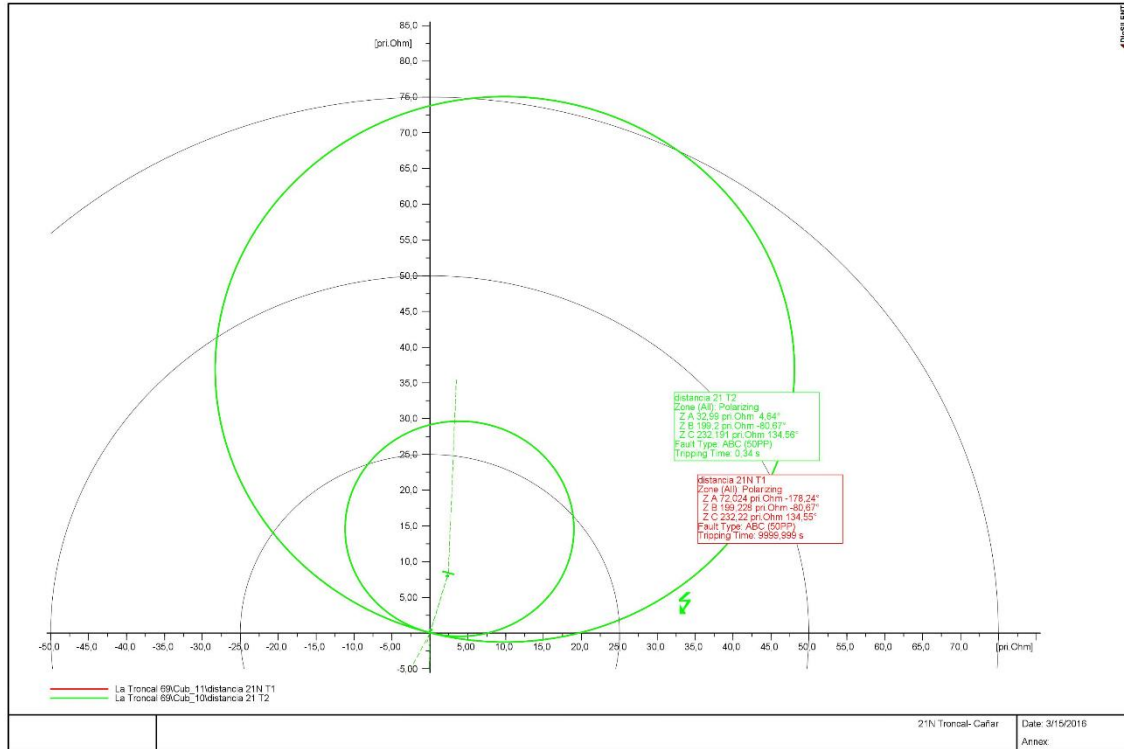
Figura 56. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 20 \Omega$ falla al 90% línea Ocaña - La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Relés ubicados en S/E La Troncal

Figura 57. Ubicación de I_{cc_min} monofásica con $R_f = 20 \Omega$ falla al 90% línea Ocaña - La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

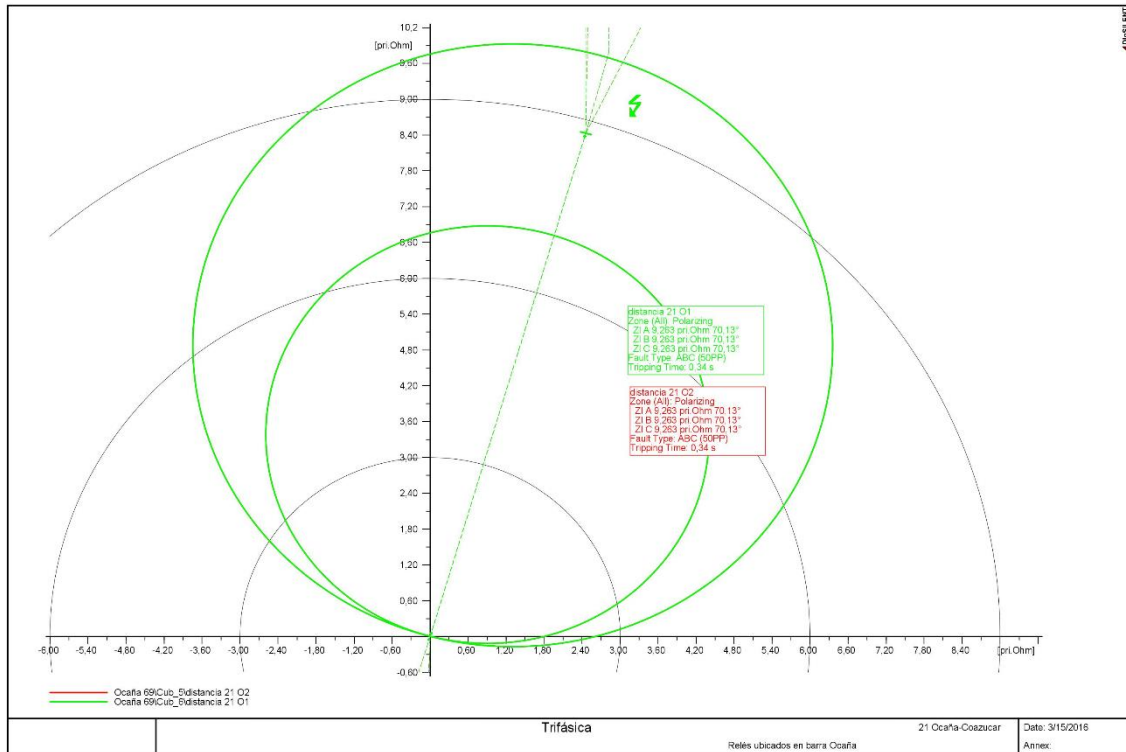
Para una falla monofásica con $R_f = 20 \Omega$ al 90% de la línea Ocaña - La Troncal, la protección de distancia ubicada en la S/E Ocaña no brinda protección debido a que el relé siente una corriente de cortocircuito pequeña dando lugar a un valor de impedancia alta ($76,147 \Omega$), por lo que se encuentra fuera de la zona de protección.

5.8.2.4. Falla al 10 % tramo S/E N° 50 – S/E COAZUCAR

- Trifásica

Relés ubicados en S/E Ocaña

Figura 58. Ubicación de Icc_min trifásico falla al 10% línea La Troncal - COAZUCAR



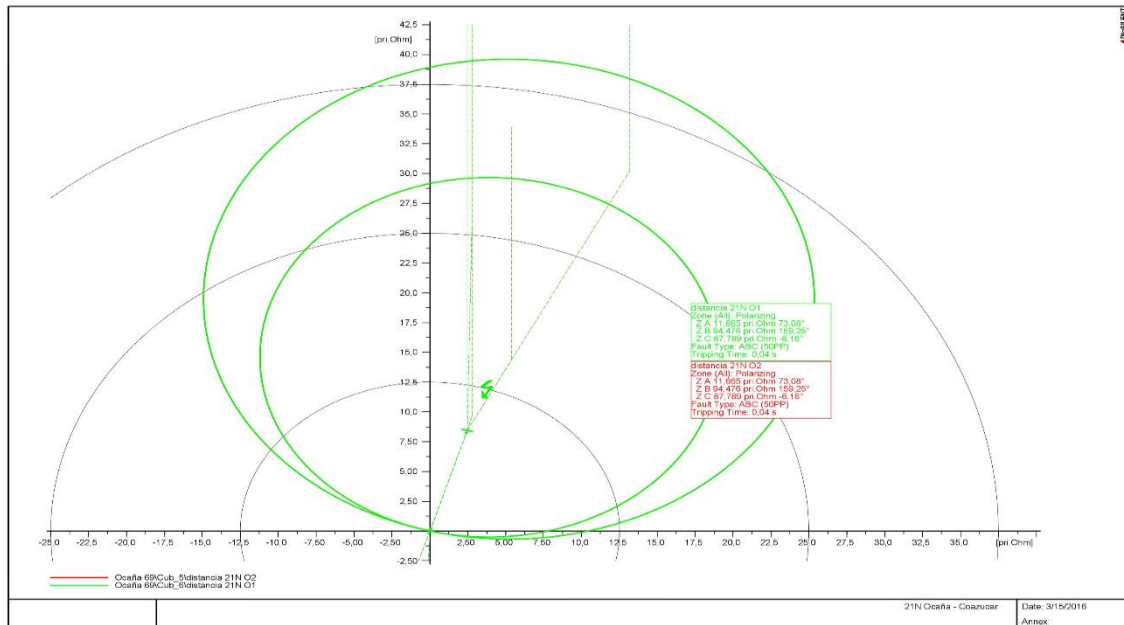
Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Inicialmente la protección de distancia (21) ubicada en la barra Ocaña se propuso cubrir fallas hasta un 50 % de la línea adyacente (La Troncal - COAZUCAR). Ante un cortocircuito trifásico en la línea La Troncal – COAZUCAR la protección 21 cubrirá hasta un 40 % de la mencionada línea, esto es debido a que anteriormente solo se calcularon los aportes de corrientes de cortocircuito de los generadores de Ocaña y no se tomó en cuenta a los aportes de las demás líneas adyacentes.

- **Monofásica ($R_f = 0 \Omega$)**

Relés ubicados en S/E Ocaña

Figura 59. Ubicación de I_{cc_min} monofásico con $R_f = 0 \Omega$ falla al 10% línea La Troncal - COAZUCAR

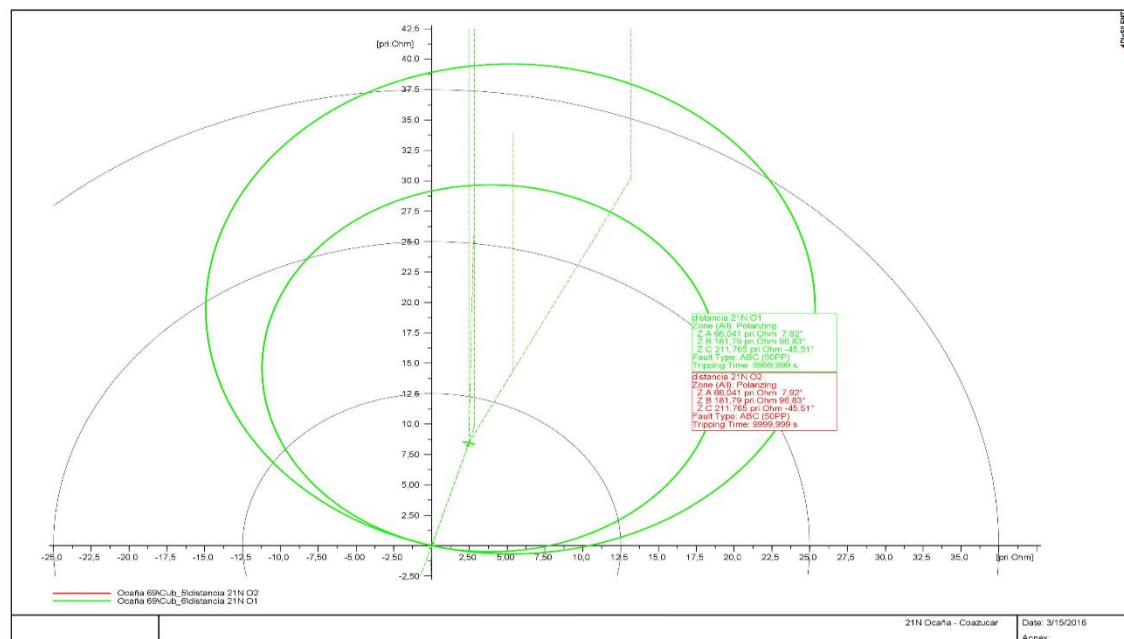


Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

- **Monofásica ($R_f = 20 \Omega$)**

Relés ubicados en S/E Ocaña

Figura 60. Ubicación de I_{cc_min} monofásico con $R_f = 20 \Omega$ falla al 10% línea La Troncal - COAZUCAR



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

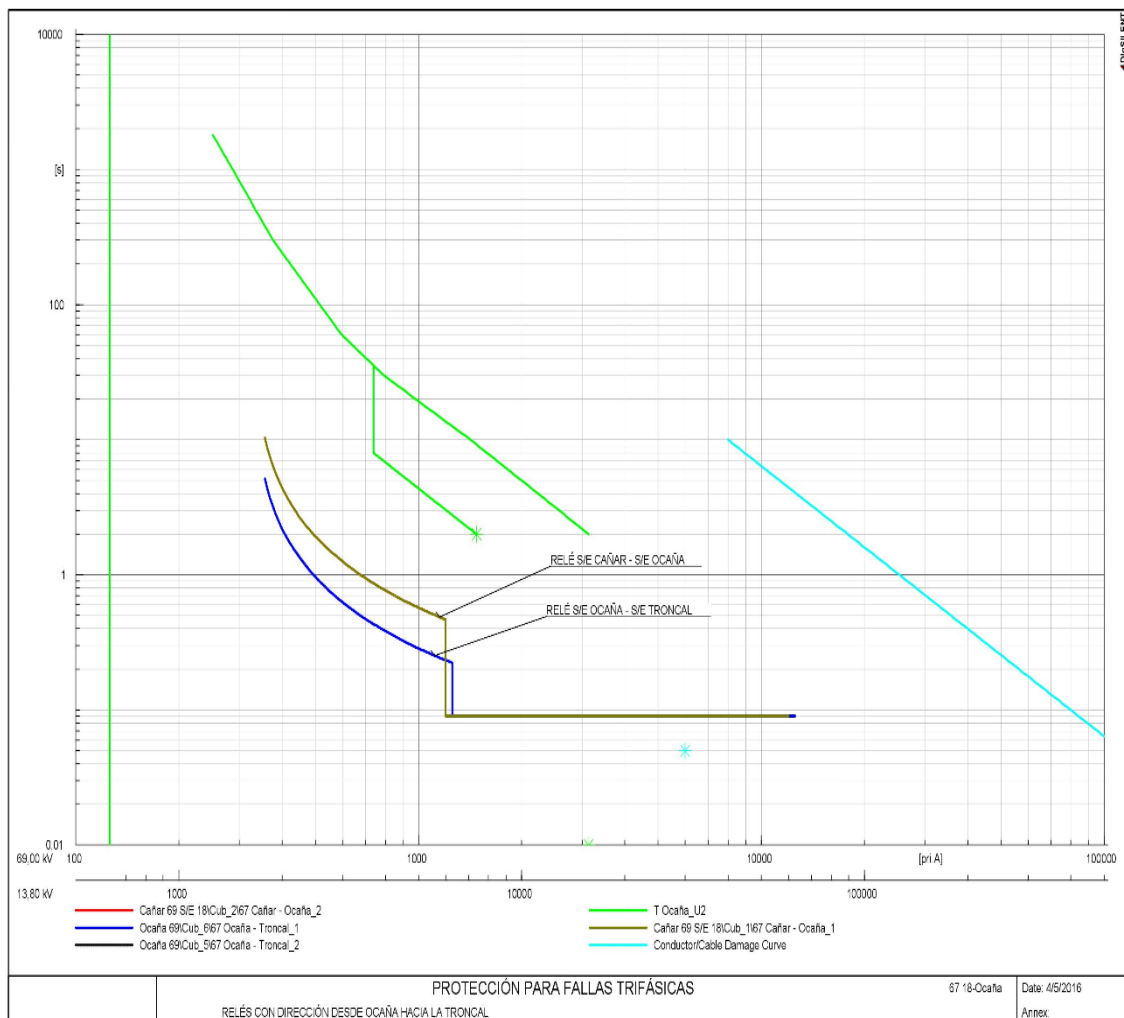
Para una falla monofásica con $R_f = 20 \Omega$ la protección 21N ubicada en la barra Ocaña, no se activa debido al alto valor de impedancia visto por los relés.

5.8.3. Verificación protección direccional (67)

Una vez determinado los tiempos de arranque, el tipo de curva y el Dial, la protección direccional queda determinada de la siguiente manera:

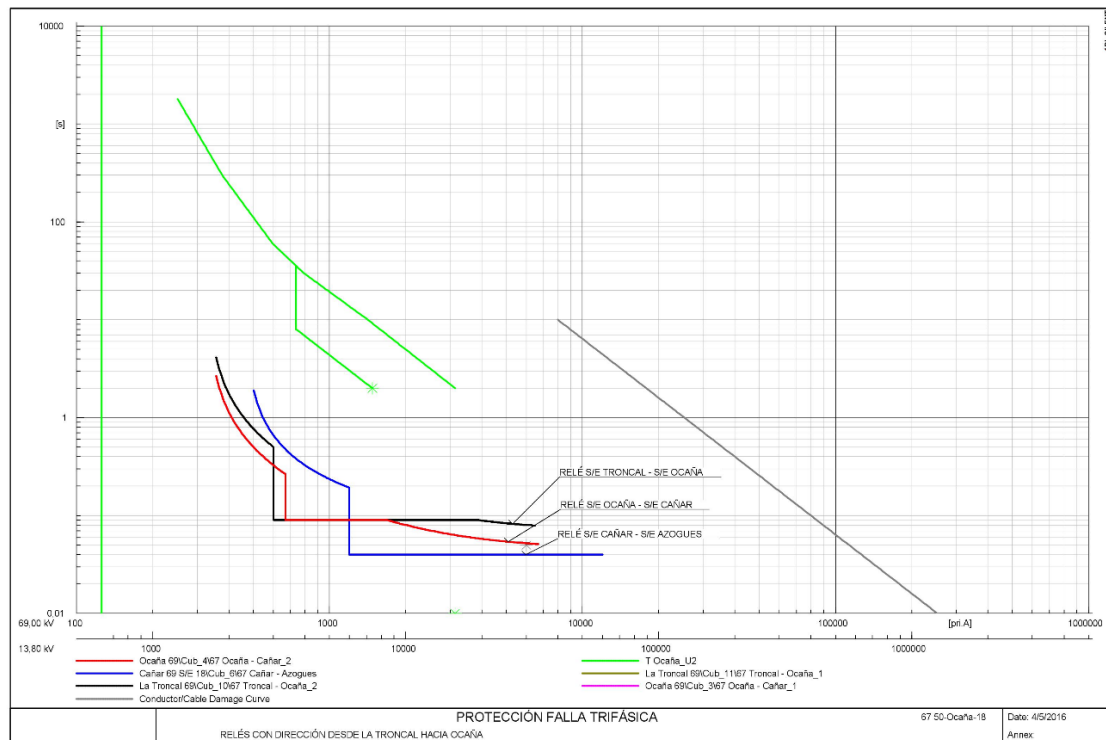
- Curva de la protección direccional para fallas trifásica

Figura 61. Curvas de actuación de la protección 67 con dirección Ocaña - La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

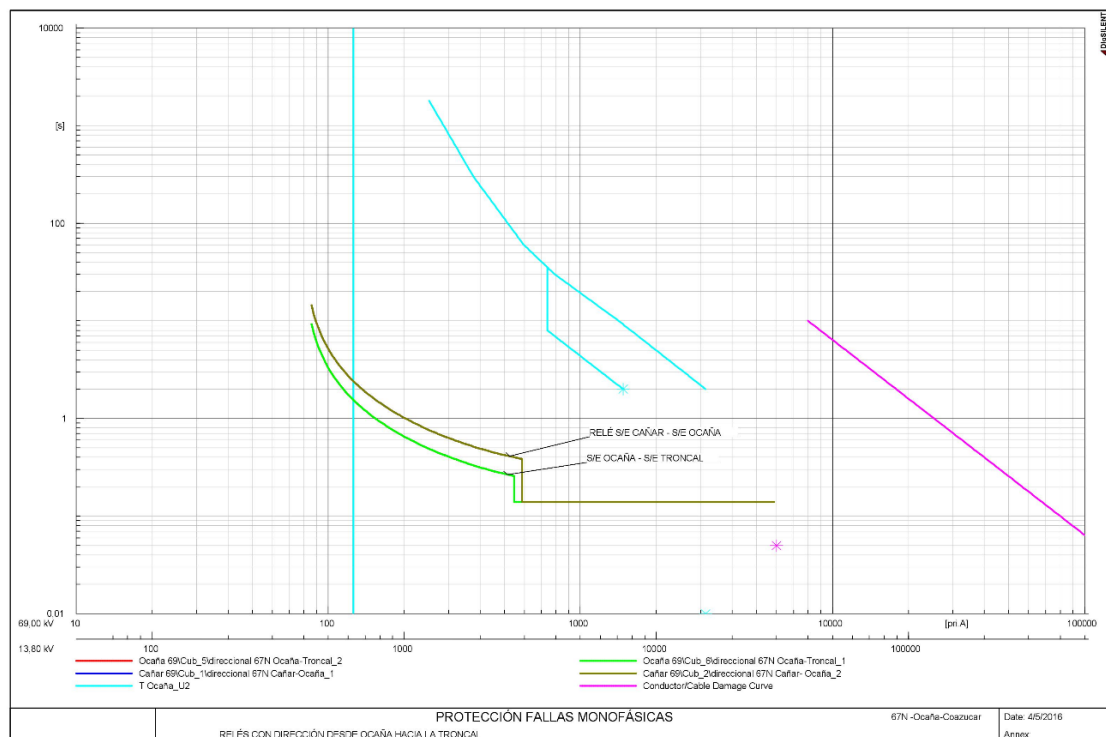
Figura 62. Curvas de actuación de la protección 67 con dirección La Troncal - Ocaña



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

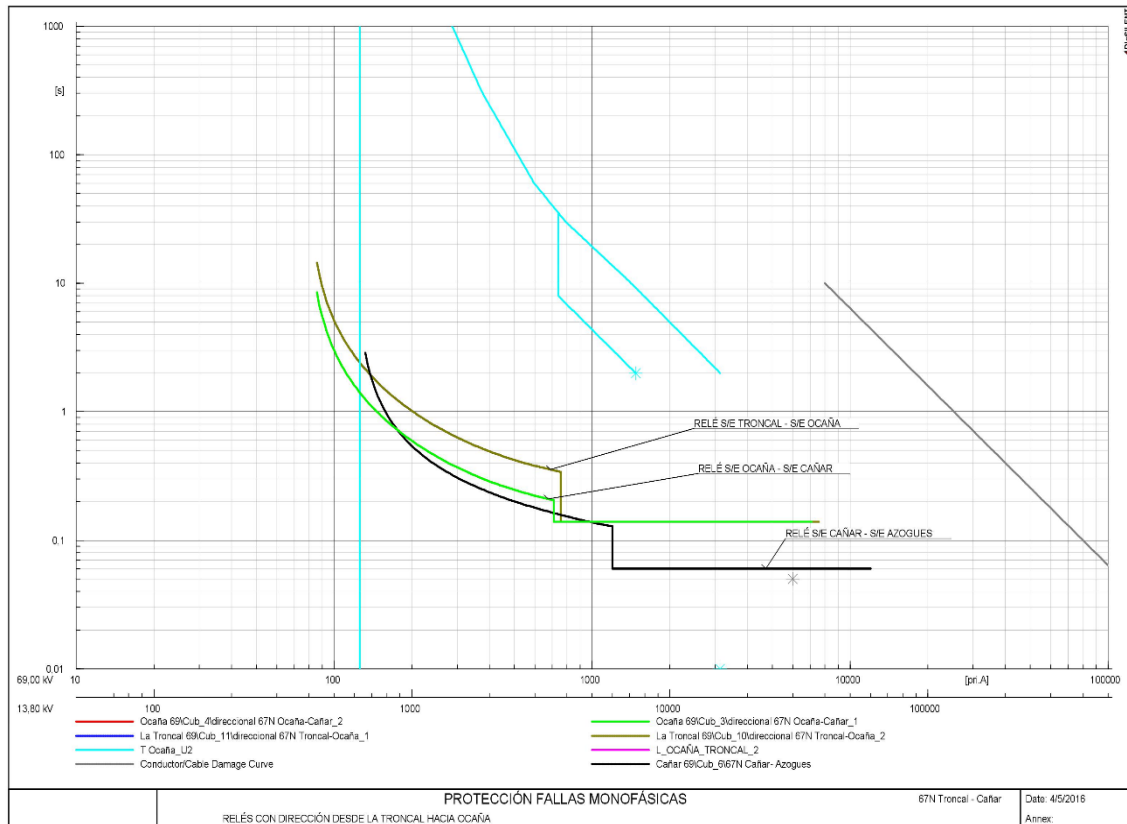
- Curvas de la protección direccional para fallas monofásicas.

Figura 63. Curvas de actuación de la protección 67 con dirección Ocaña - La Troncal



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Figura 64. Curvas de actuación de la protección 67 con dirección La Troncal - Ocaña



Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Se verifica en forma general los tiempos de actuación de la protección direccional de sobrecorriente (67/67N) de los relés afectados para cada una de las fallas presentadas anteriormente.

- ✓ Las marcas de color amarillo en las celdas, significa que no actúa, pese a que debería hacerlo.
- ✓ Las marcas de color celeste en las celdas, significa que la unidad 67N no brinda protección, y que se ha utilizado una unidad 51N para que actúe.

Fallas trifásicas

- Máxima corriente de cortocircuito I_{cc_max}

Tabla 105. Máxima corriente de cortocircuito I_{cc_max}

Cortocircuito máximo Tipo CC: Trifásico Resistencia de falla: 0 Ω	Elementos en falla															
	Línea Cañar-Azogues 69kV		Línea Cañar-Azogues 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV	
	10		90		10		90		10		90		10		90	
Punto de falla %	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg
Protección Cañar_Azogues	3023	0,040	1661	0,40	877	N/A	1437	N/A	836	N/A	664	N/A	659	N/A	620	N/A
Protección Ocaña_Cañar	442	0,742	265	N/A	1992	0,040	670	0,040	983	N/A	777	N/A	771	N/A	724	N/A
Protección La Troncal_Ocaña	83	N/A	32	N/A	116	N/A	88	N/A	279	N/A	1276	0,040	1148	N/A	1083	N/A
Protección Cañar_Ocaña	442	N/A	265	N/A	1189	0,472	3639	0,040	982	0,584	775	0,805	768	0,815	724	0,90
Protección Ocaña_La Troncal	83	N/A	32	N/A	116	N/A	88	N/A	2851	0,090	1248	0,040	1148	0,245	1083	0,261

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

- Mínima corriente de cortocircuito I_{cc_min}

Tabla 106. Mínima corriente de cortocircuito I_{cc_min}

Cortocircuito mínimo Tipo CC: Trifásico Resistencia de falla: 0 Ω	Elementos en falla															
	Línea Cañar-Azogues 69kV		Línea Cañar-Azogues 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV	
	10		90		10		90		10		90		10		90	
Punto de falla %	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg	I_{cc} (A)	tseg
Protección Cañar_Azogues	2492	0,04	1465	0,04	899	N/A	1473	N/A	855	N/A	700	N/A	693	N/A	658	N/A
Protección Ocaña_Cañar	163	N/A	88	N/A	1280	0,04	349	N/A	1006	N/A	824	N/A	816	N/A	774	N/A
Protección La Troncal_Ocaña	82	N/A	90	N/A	80	N/A	82	N/A	90	N/A	816	0,04	1003	N/A	953	N/A
Protección Cañar_Ocaña	163	N/A	88	N/A	1179	0,476	3437	0,04	1004	0,569	824	0,738	816	0,749	771	0,811
Protección Ocaña_La Troncal	82	N/A	90	N/A	80	N/A	82	N/A	2290	0,04	1108	0,254	1003	0,285	952	0,303

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Para corrientes de cortocircuito trifásica la protección direccional actúa adecuadamente, la protección direccional ubicada en la S/E La Troncal, no brinda protección de respaldo para fallas en la línea Cañar – Azogues, debido a que las corrientes que siente el relé están por debajo de la corriente nominal de la línea.

La protección direccional ubicada en la S/E Ocaña para la línea Ocaña – La Troncal, brinda protección de respaldo para fallas en la línea La Troncal – COAZUCAR.

Fallas monofásicas

- Máxima corriente de cortocircuito I_{cc_max}

Tabla 107. Máxima corriente de cortocircuito I_{cc_max}

Cortocircuito máximo Tipo CC: Monofásico Resistencia de falla: 0 ohm	Elementos en falla															
	Línea Cañar-Azoguez 69kV		Línea Cañar-Azoguez 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV	
	10		90		10		90		10		90		10		90	
Punto de falla %	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg
Protección Cañar_Azogues	2182	0,06	794	0,154	268	N/A	928	N/A	187	N/A	54	N/A	41	N/A	28	N/A
Protección Ocaña_Cañar	558	0,231	203	N/A	2652	0,14	760	0,14	189	N/A	55	N/A	42	N/A	29	N/A
Protección La Troncal_Ocaña	202	1,003	73	N/A	459	0,445	220	0,894	791	0,14	2594	0,14	232	0,838	159	1,46
Protección Cañar_Ocaña	556	N/A	202	N/A	425	0,47	2323	0,14	190	1,095	55	N/A	42	N/A	29	N/A
Protección Ocaña_La Troncal	202	N/A	73	N/A	459	N/A	220	N/A	2563	0,14	459	N/A	232	N/A	160	N/A

Cortocircuito máximo Tipo CC: Monofásico Resistencia de falla: 20 ohm	Elementos en falla															
	Línea Cañar-Azoguez 69kV		Línea Cañar-Azoguez 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV	
	10		90		10		90		10		90		10		90	
Punto de falla %	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg
Protección Cañar_Azogues	954	0,135	284	N/A	137	N/A	455	N/A	90	N/A	28	N/A	20	N/A	14	N/A
Protección Ocaña_Cañar	244	N/A	73	N/A	1350	0,14	372	N/A	91	N/A	28	N/A	20	N/A	15	N/A
Protección La Troncal_Ocaña	88	10,88	26	N/A	234	0,828	108	3,811	381	0,511	1317	0,14	113	3,296	81	N/A
Protección Cañar_Ocaña	243	N/A	72	N/A	216	N/A	1138	0,14	91	N/A	28	N/A	20	N/A	15	N/A
Protección Ocaña_La Troncal	88	N/A	26	N/A	234	N/A	108	N/A	1233	0,14	233	N/A	113	N/A	81	N/A

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

➤ Mínima corriente de cortocircuito I_{cc_min}

Tabla 108. Mínima corriente de cortocircuito I_{cc_min}

Cortocircuito mínimo Tipo CC: Monofásico Resistencia de falla: 0 ohm	Elementos en falla															
	Línea Cañar-Azoguez 69kV		Línea Cañar-Azoguez 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV	
	10		90		10		90		10		90		10		90	
Punto de falla %	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg
Protección Cañar_Azogues	2025	0,06	771	0,156	273	N/A	891	N/A	205	N/A	62	N/A	47	N/A	32	N/A
Protección Ocaña_Cañar	497	0,248	189	N/A	2096	0,14	675	0,21	207	N/A	63	N/A	47	N/A	33	N/A
Protección La Troncal_Ocaña	264	0,72	101	5,014	518	0,412	284	0,666	776	0,14	2183	0,14	154	1,548	107	3,974
Protección Cañar_Ocaña	495	N/A	188	N/A	401	0,491	2187	0,14	208	0,961	63	N/A	47	N/A	33	N/A
Protección Ocaña_La Troncal	264	N/A	100	N/A	518	N/A	284	N/A	1869	0,14	332	0,369	155	N/A	107	N/A

Cortocircuito mínimo Tipo CC: Monofásico Resistencia de falla: 20 ohm	Elementos en falla															
	Línea Cañar-Azoguez 69kV		Línea Cañar-Azoguez 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-Cañar 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea Ocaña-La Troncal 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV		Línea La Troncal-Coazucar 69kV	
	10		90		10		90		10		90		10		90	
Punto de falla %	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg	3*10 (A)	tseg
Protección Cañar_Azogues	914	0,144	279	N/A	153	N/A	452	N/A	111	N/A	34	N/A	25	N/A	18	N/A
Protección Ocaña_Cañar	224	N/A	68	N/A	1178	0,14	342	N/A	112	N/A	35	N/A	25	N/A	18	N/A
Protección La Troncal_Ocaña	119	2,774	36	N/A	291	0,65	144	1,772	420	0,474	1203	0,14	82	N/A	59	N/A
Protección Cañar_Ocaña	244	N/A	68	N/A	226	0,867	1109	0,14	113	N/A	35	N/A	25	N/A	18	N/A
Protección Ocaña_La Troncal	119	N/A	36	N/A	291	N/A	144	N/A	1012	0,14	183	N/A	82	N/A	59	N/A

Fuente: levantamiento de información

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

5.9. Resultados

En el estudio de ajuste y coordinación de protecciones de la línea Ocaña – La Troncal, ha sido posible obtener los siguientes aspectos:

- Determinar los ajustes de las unidades de distancia, sobrecorriente direccional y diferenciales de la línea Ocaña – La Troncal.
- Verificar los ajustes de las protecciones existentes y proponer un reajuste para una adecuada coordinación con la inclusión de la línea Ocaña – La Troncal.



En relación a las protecciones ubicadas en la subestación Ocaña y línea de transmisión Ocaña - Cañar se puede concluir que:

- El impacto que produce el ingreso de la línea Ocaña – La Troncal, sobre los niveles de cortocircuitos en la zona de conexión es bastante limitado.
- No se realizan modificaciones a las protecciones existentes de los generadores y transformadores de potencia de la central Ocaña.
- Se sugiere modificar las protecciones de sobrecorriente y direccional correspondiente a la línea Ocaña – Cañar.
- Se obtiene en la mayoría de los casos tiempos de paso de al menos 150 ms.
- La ocurrencia de fallas monofásicas en la zona de 69 kV producirá errores en la actuación de la protección de distancia y la protección direccional de sobrecorriente para la línea Ocaña – La Troncal.
- Las funciones de sobrecorriente direccional de fase ubicadas en la zona de 69 kV, funcionarán como respaldo, en la mayoría de los casos para las líneas adyacentes.

Finalmente, de acuerdo a las simulaciones realizadas, para el caso de corrientes de cortocircuito trifásico, la protección principal (distancia) y la protección de respaldo (direccional) permiten una correcta coordinación de los sistemas de protecciones de la línea Ocaña – La Troncal.

Para el caso de corrientes de cortocircuito monofásico, las protecciones de distancia y la sobrecorriente direccional no brindan protección de respaldo a las líneas adyacentes, debido a que los aportes de corriente son menores a la corriente nominal que pasa por la línea Ocaña – La Troncal.



CAPÍTULO VI

INTEGRACIÓN AL SISTEMA SCADA

6.1. Antecedentes

El sistema SCADA, Supervisory Control And Data Adquisition, por sus siglas en inglés, “es un software de supervisión, control y adquisición de datos en procesos industriales a distancia desde un ordenador, que permite proporcionar información sobre dichos procesos a diversos usuarios, ya sean operadores, supervisores de control de calidad, mantenimiento u otros”. (Corrales, 2007, pág. 31)

El sistema de supervisión, control y adquisición de datos, SCADA, de la central Ocaña actúa sobre parámetros electromecánicos, eléctricos, de despacho de carga y otras funciones de la central.

ELECAUSTRO S.A actualmente se encuentra construyendo la línea de transmisión Ocaña – La Troncal junto con la ampliación de la subestación Ocaña para la incorporación de dos nuevas bahías, estos elementos son necesarios integrarlos al sistema de automatización y protección SICAM 230 existente en dicha central.

El sistema de automatización es realizado por la empresa SIEMENS, basado en el sistema de jerarquización que cuenta con un concentrador de protocolos SICAM PAS para el nivel 2 (Estación de operación - SCADA), para el nivel 1 (controladores de campo - IHM) el equipo SIPROTEC 5 y el sistema de nivel 0 (elementos de campo), cumpliendo tareas específicas de control y protección de sistemas de potencia de la subestación Ocaña.

En este capítulo se describe el funcionamiento del sistema SCADA actual que funciona en Ocaña y se presenta la propuesta de implementación de las dos nuevas posiciones de bahía de la línea Ocaña - La Troncal.



6.2. Objetivo

Hacer una descripción del sistema de control, protección y medición comercial para la ampliación de la subestación Ocaña 69 kV, integrándola al actual sistema SCADA de la central Ocaña.

6.3. Descripción actual del sistema de comunicación y control de la central Ocaña

6.3.1. Descripción general del sistema

En la central Ocaña el sistema de supervisión y control SCADA, en su sistema jerárquico de funcionamiento, tienen definidos los siguientes niveles de operación:

Nivel 2 – Estación de operación - SCADA: en este nivel, la supervisión y control se realiza desde el computador del sistema SCADA, bien sea por el operador de la central o por el ingeniero a cargo del mantenimiento del mismo. Para llegar a este nivel todas las señales se encuentran en protocolo IEC - 60870 - 5 - 104 y es el medio natural por el cual se realiza la operación de la central Ocaña. (ELECAUSTRO, 2009)

Nivel 1 – Controlador de Campo – IHM (Interfaz Hombre Máquina): en este nivel, la supervisión y control se hacen de forma distribuida en las diferentes bahías por medio de controladores de bahía, utilizando los recursos de una interfaz LCD disponibles en estas unidades, así como, en el IHM de servicios auxiliares localizado en la sala de control de la central. A este nivel también se asocian las unidades de protección y medidores encargados de la protección de los equipos primarios de la subestación, el monitoreo de las variables eléctricas y los registros de oscilografía de la subestación. (ELECAUSTRO, 2009)

Nivel 0 – Elementos de campo: al nivel de control cero corresponden los elementos de maniobra directamente montados sobre los equipos de potencia de la subestación. Este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionador en el patio de la subestación y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes, el mando es seleccionado desde los selectores local/remoto que se encuentran en los gabinetes de control en el patio



de cada equipo (interruptor, seccionador, servicios auxiliares). (ELECAUSTRO, 2009)

6.3.2. Funciones generales del sistema de control

El sistema de control de la central hidroeléctrica Ocaña cumple con la función de adquirir señales tanto analógicas como digitales, así como la función de lectura de señales por medio de un sistema de comunicación donde se procesa la señal de salida, con el objetivo de administrar, ordenar, dirigir o regular el comportamiento de la central hidroeléctrica. Todo lo anterior dependiendo de los enclavamientos, lógicas y secuencias programadas en el PLC, así como de las acciones o decisiones tomadas por los operadores del sistema que utilizan las interfaces de nivel 2 y nivel 1.

Las fuentes de entradas de estas variables son:

- ✓ Los subsistemas conectados a través de Modbus, como lo son el regulador de velocidad, el regulador de tensión y los servicios auxiliares.
- ✓ Las señales cableadas a cada una de las PLC, como lo son posición de equipos, temperaturas, presión de aceite etc., tanto del tipo simple (on/off), como doble (abierto, cerrado, intermedio, inválido), medidas análogas integradas al controlador en protocolo IEC - 60870 - 5 - 104.
- ✓ Las señales de los relés de protección de unidad, línea y transformador integrados al sistema en protocolo IEC 61850.
- ✓ Los valores ingresados por el operador en cualquiera de las IHM.

Las salidas del sistema son:

- ✓ Comandos enviados para ser ejecutados por los subsistemas integrados por protocolo IEC - 60870 - 5 - 104.
- ✓ Comandos cableados a las diferentes RTU tanto del tipo simple, (on/off), como del tipo doble (abierto, cerrado, intermedio, inválido).
- ✓ Comandos por protocolos enviados a los diferentes subsistemas de la central, tanto del tipo simple, (on/off), como del tipo doble (abierto, cerrado, intermedio, inválido).



- ✓ Gráficas de alarmas, eventos, subsistemas hidráulicos, etc., que se despliegan en cada una de las IHM de los diferentes niveles de la central.

Todas las salidas del sistema están siendo procesadas por el controlador de unidad y están reguladas siguiendo los lineamientos que definen las lógicas programadas en este equipo, además de las secuencias de paro y arranque de la máquina que están siempre supervisados por el operador.

6.3.3. Red local de datos, Local Area Network (LAN)

La comunicación LAN en la central Ocaña es integrada entre los RTU (TM 1703) y la estación maestra (estación de ingeniería) por medio de una red Ethernet. Esta red está basada en un anillo de comunicaciones en fibra óptica que interconecta los equipos, esto permite que diferentes servicios se transporten sobre la misma.

Además, la central Ocaña contiene dos redes; la primera es la red de control que maneja los equipos de corte y maniobra junto con el sistema SCADA, la segunda es la red corporativa que maneja las comunicaciones de audio, video de la central, el sistema de internet, telefonía IP y el envío de la información al CENACE.

Los principales protocolos presentes sobre esta red son:

- ✓ IEC 60870 - 5 - 104 para el intercambio de datos entre el controlador de unidad y las interfaces de operación.
- ✓ SNTP para la sincronización de equipos.
- ✓ IEC 61850 para la comunicación de los equipos de protección.
- ✓ DNP 3.0 LAN para la comunicación con los medidores de energía.

La red de datos está basada en 5 switch RSG2100 formando un anillo de comunicación en fibra óptica y 1 switch RS900 de marca Ruggedcom para la red corporativa que envía la información al CENACE.



6.3.4. Sincronización del tiempo

Al trabajar en una central eléctrica, es indispensable tener una marca de tiempo de cada uno de los eventos que ocurra, con el fin de que luego de ocurrido un evento se pueda determinar adecuadamente el origen de la misma.

Con el fin de tener un adecuado registro de ocurrencia de eventos, actualmente en la central Ocaña se cuenta con un sincronizador de tiempo, mediante el protocolo SNTP (Simple Network Time Protocol), este protocolo de internet sirve para sincronizar los relojes de los sistemas informáticos a través del enrutamiento de paquetes (unidades de información transportadas entre nodos a través de enlaces de datos compartidos) con latencia variable (tiempo de demora entre el momento en que algo inicia y el momento en que su efecto inicia).

Además, los IED's que se utilizan en la S/E Ocaña pueden ser sincronizados por diferentes métodos:

- A través del protocolo SNTP.
- A través del protocolo IEC-870-5-103.
- Vía el puerto para sincronización externa (DCF77 o IRIG B).
- Por un impulso por minuto a través de una entrada binaria.

Para los controladores de campo y para todos los IED's conectados a la red LAN de la subestación, se utiliza el protocolo SNTP para la sincronización del tiempo de los equipos.

6.4. Descripción de los componentes SCADA de la central Ocaña

6.4.1 Componentes del software de Ocaña

Están compuestos por los siguientes softwares:

6.4.1.1. Toolbox II

El programa Toolbox II se utiliza para la programación y configuración de los PLC's SICAM TM 1703. El software Toolbox II está conformado por varias herramientas las cuales se explican a continuación:



- OPM II: es la herramienta principal del Toolbox II, en este programa se configura todo el hardware y software, se crean las señales, se asocian las señales a hardware o a un protocolo, se configuran las tarjetas de comunicación, se configuran los parámetros de los protocolos, etc.
- Parameter Loader: esta herramienta se utiliza para inicializar y cargar los parámetros de los PLC's TM 1703.
- Firmware Loader: esta herramienta se utiliza para cargar el firmware de los componentes de los PLC's.
- Toolbox II Presets: en esta herramienta se configuran algunos parámetros del software, como por ejemplo, el puerto y la velocidad por el que se comunica el PLC con el Toolbox II.
- Data Distribution Center: esta herramienta es utilizada para realizar el respaldo de los proyectos y restaurar proyectos que han sido respaldados.
- Caex Plus: en esta herramienta se configuran las lógicas de control que van a correr en los procesadores.

6.4.1.2. SICAM PAS

El SICAM PAS está fundamentado en una base de datos referida en tiempo real denominada Sybase SQL, en la cual está contenida la configuración, las propiedades, la arquitectura y los enlaces del sistema de control. Para crear las interfaces de proceso de la base de datos, el SICAM PAS cuenta con los módulos o servicios de aplicación, por ejemplo: servicios de comunicaciones, para crear la interfaz con los procesos de adquisición y transmisión de datos (Módulo de IEC61850, módulo de OPC Server, módulo IEC 10, etc.); servicios de automatización, para crear la interfaz con los procesos de automatismo del sistema (módulo de CFC).

Sobre la base de datos corre un “motor” que distribuye los datos entre ésta y los módulos de proceso. Este “motor” corre como un servicio propio del sistema operacional Windows XP y por lo tanto siempre está activo (a menos que se lo apague manualmente). Este sistema de distribución de datos se denomina DSI.



De acuerdo con Chigne (2006), adicional a los módulos o servicios de proceso, el sistema SICAM PAS utiliza los módulos de interfaz con el usuario para las labores de configuración, gestión y visualización de la base de datos, por ejemplo: el módulo UI-Configurator, que permite la configuración de la base de datos; el módulo UI-Operation, que permite prender o apagar los servicios de proceso; el módulo Value-Viewer, que permite ver en tiempo real el flujo de datos de cada servicio de proceso y el módulo Feature Enable, que permite habilitar o deshabilitar los servicios de proceso.

Los módulos del paquete del sistema SICAM PAS para la automatización de la central Ocaña son:

Tabla 109. Componentes SICAM PAS

Componente	Contenido en
Sistema de distribución de datos en tiempo real DSI	Full server
Base de datos Sybase SQL	Full server
SICAM PAS UI – Operation	Full server y DIP
SCADA – Value – Viewer	Full server y DIP
OPC server	Full server y DIP
Feature Enabler	Full server y DIP

Fuente: levantamiento de información de campo

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Para crear las interfaces de comunicación con el sistema se encuentran también instaladas las siguientes aplicaciones de comunicación:

- IEC 61850 (Cliente) para la conexión de las protecciones con propiedades de servidores IEC61850.
- ICCP para la comunicación con los centros de control.

Finalmente, para las funciones de automatización requeridas a Nivel 1, se tiene instalado el servicio:

- Automatización CFC

En la versión Runtime del software SICAM PAS Full Server está disponible como aplicación de interfaz de usuario el paquete SICAM PAS UI – Operation, el cual permiten tener acceso al control de la base de datos, en la medida que



permite prender y apagar servicios, pero no permite modificar la programación de esta.

6.4.1.3. Digsig 4.83

DIGSI 4 es un programa básico para configuración de los relés de protección SIPROTEC 4. En este se configuran las entradas y salidas de los IED's, los despliegues de los mismos (en caso de tenerlos), los enclavamientos, funciones de protección disponibles, oscilografías etc.

La conexión del DIGSI a los IED's y relés de protección se puede realizar de las siguientes maneras:

- En forma local, mediante conexión serial directa entre un computador con DIGSI y el puerto frontal del relé de protección.
- En forma local centralizada, mediante el computador de gestión local instalado en la red LAN de la subestación.
- En forma remota, a través del sistema de gestión remoto. (Enlace remoto con el computador local de gestión de la subestación, a través del servicio Remote Desktop de Windows XP).
- El protocolo IEC61850 define unos procedimientos y un formato de archivos para la parametrización de los controladores de campo e IED's, y poder así asegurar la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes sobre una misma red. El software DIGSI cumple con este esquema de programación y genera los archivos estandarizados ICD, SCD y CID en formato XML según lo solicitado por la norma.

6.4.1.4. SICAM 230

De acuerdo con Chigne (2006), el software SICAM 230 lleva a cabo las tareas de manejador de base de datos, manejador de despliegues gráficos y programa de aplicación para la interfaz de usuario con tareas específicas como:

- Ejecución de comandos a través del principio de “seleccionar antes de operar”.



- Ejecución de secuencias automáticas.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de eventos.
- Generación de reportes. (Chigne, 2006)

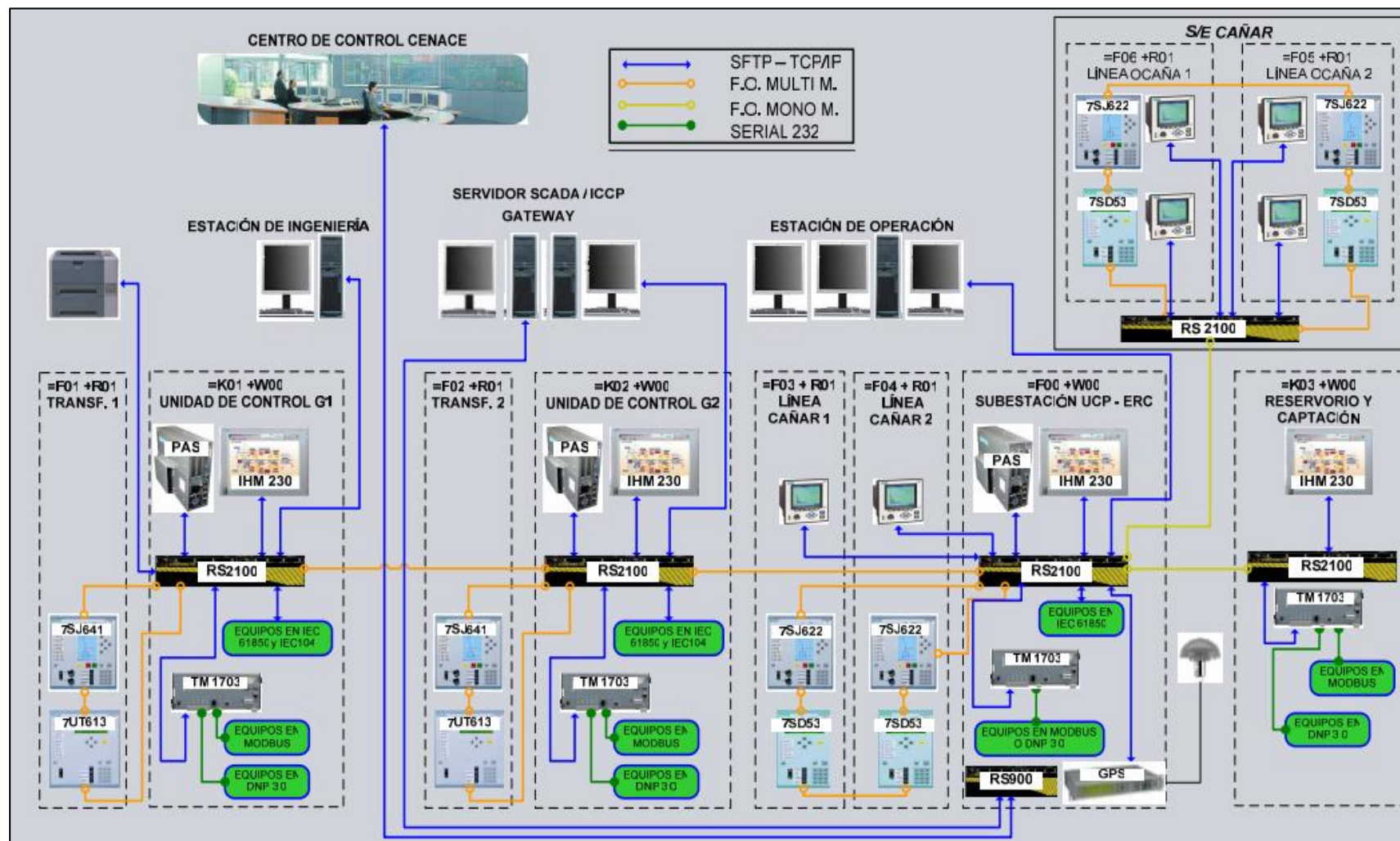
La comunicación con el sistema SICAM PAS se hace vía Ethernet utilizando el protocolo IEC 60870 - 5 - 104.

SICAM 230 orienta intuitivamente al operador a través de menús contextuales, técnicas de ventanas y pantallas múltiplex, listas adaptables en línea y modelos de datos y gráficos del proceso de ingeniería. El sistema de ventanas (reportes, tendencias, indicaciones y log de salidas) es parametrizable con los elementos de control e indicación, permitiendo al operador acceso a estas funciones las cuales son relevantes para el proceso de supervisión en cuestión. SICAM 230 tiene otras herramientas tales como importación de gráficos, importación/exportación de modelos de datos, funciones de copia y ubicación, zoom, ayuda en línea, etc.

6.4.2. Componentes del hardware de Ocaña

La arquitectura de control actual de la central Ocaña mostrada en la figura 65, indica la interconexión del hardware del sistema SCADA. En esta arquitectura se encuentra un PLC de marca SIEMENS modelo TM1703, un concentrador de protocolos de equipos denominado PAS y el interfaz hombre máquina IHM. Además, se cuenta con dos switches de comunicaciones RUGGEDCOM, tipo RSG2100 y tipo RSG900, y un GPS para sincronización de equipos a través de protocolo SNTP.

Figura 65. Arquitectura de control central Ocaña



Fuente: ELECAUSTRO S.A.



Entre los componentes que se encuentran en la central Ocaña, están: SICAM 1703, Station Unit, Switch Ruggedcom RGS 2100, GPS, Equipos Siprotec 4, los mismos que se describen a continuación:

6.4.2.1. SICAM 1703

El sistema SICAM 1703 es un sistema de controladores programables y de comunicaciones que se pueden utilizar como RTU, PLC, Gateway, etc. Existen tres modelos de SICAM 1703: TM 1703 MIC, TM 1703 ACP y AK 1703 ACP, la central Ocaña cuenta con el sistema de controladores programables modelo TM 1703 ACP.

TM 1703 ACP: es el controlador de tamaño medio en la familia SICAM 1703 y sus características son:

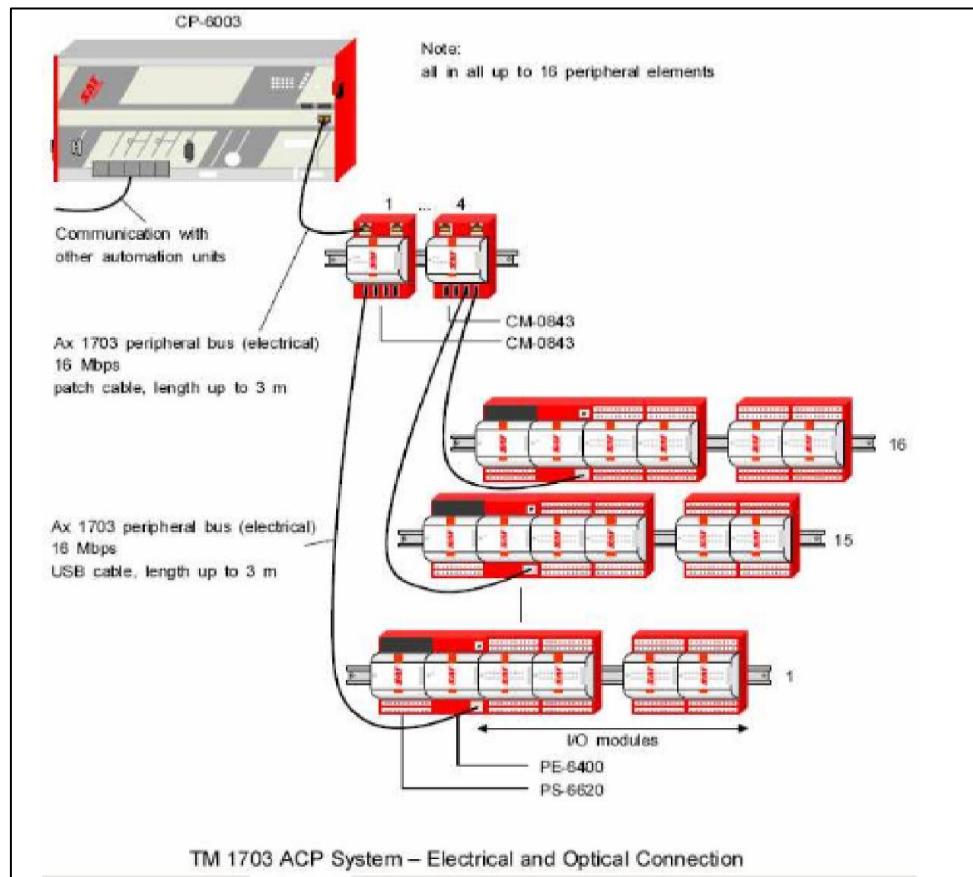
- Soporta hasta dieciséis elementos periféricos cada uno con hasta ocho módulos entrada/salida (I/O)
- Soporta hasta dos tarjetas de comunicación cada una con dos puertos disponibles. Cada uno de los puertos se puede configurar con un protocolo serial o Ethernet dependiendo del tipo de tarjeta de comunicación.
- Posee los protocolos Ethernet IEC 60870 - 5 - 104 e IEC 61850 disponibles.
- Posee protocolos seriales como Modbus, DNP3 o IEC 60870 - 5 - 101. (SIEMENS, 2010)

Los componentes que puede tener son:

- CP - 6014 / CPC 65: Es la CPU central en donde se hace todo el procesamiento de lógica y comunicaciones del equipo. Tiene la capacidad de tener dos tarjetas de comunicaciones.
- SM - 2556: es la tarjeta de comunicaciones para protocolos Ethernet, esta tarjeta puede ser configurada para usar protocolo IEC 60870 - 5 - 104 o IEC 61850.

- PE - 6400/USI065: los periféricos son elementos que tienen los módulos entrada/salida (I/O) y están comunicados a la CPU por medio de un cable USB. Cada elemento periférico necesita una fuente y puede tener hasta ocho módulos entrada/salida (I/O). La CPU sin necesidad de un elemento adicional puede tener dos elementos periféricos. (SIEMENS, 2010)

Figura 66. TM 1703 ACP



Fuente: ELECAUSTRO S.A.

6.4.2.2. Unidad de estación (SICAM Pc Box 627b)

La unidad de estación está basada en un computador industrial, ubicada en los tableros de control de unidad que ha sido diseñado para trabajar en ambientes pesados (temperaturas de hasta 50°C).

El módulo del CPU utiliza un procesador Core 2 Duo, 2 GB de memoria RAM de 667MHz, Unidad de CD - R/RW/DVD, cuatro puertos USB 2.0, dos interfaces LAN Ethernet 10/100BaseTX y una interfaz pantalla táctil de 19 pulgadas.

Figura 67. Station Unit - SIEMENS



Fuente: (SIEMENS, 2015)

6.4.2.3. Switch Ruggedcom RGS 2100

El switch es el equipo encargado de interconectar los enlaces de datos en la red Ethernet. En la central hidroeléctrica Ocaña se utilizan las siguientes referencias:

- Switchs RSG2100: pueden llegar a tener hasta dieciséis puertos que pueden seleccionarse de acuerdo a las necesidades (10/100 BaseTX, 100 BaseFX monomodo conector SC o 100 BaseFX multimodo conector SC entre otros).
- Switchs RS900: poseen seis puertos (10/100 BaseTX).

Figura 68. RSG 2100



Fuente: (SIEMENS, 2015)

6.4.2.4. GPS

El origen de sincronización es un reloj maestro receptor de señales marca Meinberg (GPS), el cual recibe señales de varios satélites. El sistema GPS se sincroniza y envía el telegrama de sincronización. Además, presta el servicio de servidor SNTP (Simple Network Time Protocol) para la sincronización de tiempo de los clientes.

Las principales características del equipo se explican a continuación.

- Tipo de receptor: seis canales GPS C / A código receptor.
- Tipo de antena: antena GPS remota potencia / convertidor de unidad, de hasta 300 m de distancia de la antena con RG58 y hasta 700 m de distancia con cable RG213.
- Pantalla: pantalla LC, 2 x 40 caracteres, con luz de fondo.
- Elementos de control: ocho botones para configurar los parámetros básicos de la red y cambiar la configuración del receptor.
- Información de estado. (SIEMENS, 2015)

Figura 69. GPS



Fuente: (SIEMENS, 2015)

6.4.2.5. Equipos Siprotec 4

Los equipos SIPROTEC 4 “son la cuarta generación de relés digitales de SIEMENS, diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía” (SIEMENS, 2010, pág. 2). El procesamiento de señales es totalmente numérico, ofreciendo alta precisión y consistencia a largo plazo para las medidas y un manejo confiable de armónicos y transitorios.

Los relés de protección reciben señales de TP's y TC's que vienen del equipo a proteger, sin la necesidad de utilizar transductores de medida. Los relés de protección recogen constantemente información y llevan a cabo el pre procesamiento de los estados, alarmas y valores análogos de los equipos a proteger.

La información pre-procesada se transmite al controlador de unidad para el posterior procesamiento y transmisión a las IHM. La interfaz de comunicación se encuentra en la parte posterior, con puertos ópticos redundante para comunicación con el sistema de control mediante el protocolo IEC61850.

Las funciones de protección y control son seleccionadas de forma separada o de forma integrada de acuerdo a las filosofías de protección y control de la subestación.

Las opciones de los equipos SIPROTEC 4 son:

- Funciones de protección y control en equipos independientes.
- Equipos de protección que proveen la capacidad de controlar el interruptor de un campo por medio de una interfaz gráfica.
- Equipos de protección y control de varios equipos de maniobra por campos integrados.

Figura 70. Equipos SIPROTEC



Fuente: Equipo SIPROTEC de ELECAUSTRO S.A.

Estos equipos poseen una interfaz frontal para acceder mediante un computador con el software DIGSI 4.83 y realizar una parametrización local y



una interfaz posterior para la conexión a un sistema de sincronización de tiempo. Cuentan con una o varias interfaces de servicio y una interfaz de sistema independientes entre sí.

Las interfaces de servicio interconectan los equipos con sistema de gestión de protecciones, equipos de control, teleprotección, unidades externas para la lectura de temperatura o medidas análogas de 0-20 mA.

Las interfaces del sistema sirven para interconectar los equipos a un sistema de control y supervisión mediante un protocolo definido de comunicaciones.

6.5. Sistema de comunicación para la central Ocaña

Los sistemas de control automático y los protocolos de comunicación juegan un papel muy importante. Un protocolo de comunicaciones es un conjunto de normas y reglas que permiten la transferencia e intercambio de información entre dos o más dispositivos que forman una red.

Las ventajas de las redes de comunicación son:

- Monitoreo constante de los elementos de campo.
- Diagnóstico remoto de componentes.
- Intercambio de información en tiempo real.

6.5.1. Modelos de protocolos de transmisión de información en la central Ocaña

En la central Ocaña los protocolos de transmisión de información son los siguientes:

- Serial 232: que es aquel protocolo que recoge información de los elementos de campo
- Fibra óptica monomodo: que se utiliza para la transmisión de información desde la S/E Ocaña y el reservorio de captación hacia la central Ocaña.
- Fibra óptica Multimodo: que se utiliza para la transmisión de información en el anillo de la red Ethernet Ocaña.

- SFTP - TCP/IP: es utilizado para la transmisión de información del anillo de Ocaña hacia la estación de operación, estación de ingeniería y al centro de control CENACE. (ELECAUSTRO, 2009)

6.5.1.1. Serial 232

De acuerdo con Figueroa (2015), el RS - 232 (Recommended Standard 232), en español: “Estándar Recomendado 232”, también conocido como EIA/TIA RS - 232C, “es una interfaz que designa una norma para el intercambio de una serie de datos binarios entre un DTE (Data Terminal Equipment o Equipo Terminal de Datos) y un DCE (Data Communication Equipment o Equipo de Comunicación de Datos)”, aunque existen otras en las que también se utiliza la interfaz RS - 232.

El concepto de comunicación serial es sencillo. El puerto serial envía y recibe bytes de información, un bit a la vez. Aun y cuando esto es más lento que la comunicación en paralelo, que permite la transmisión de un byte completo por vez, este método de comunicación es más sencillo y puede alcanzar mayores distancias. (Puente, Delgado, & Valdivieso, 2012, pág. 2)

Por ejemplo, la especificación IEEE 488 para la comunicación en paralelo determina que el largo del cable para el equipo no puede ser mayor a 20 metros, con no más de dos metros entre cualesquier dos dispositivos; por el otro lado, utilizando comunicación serial el largo del cable puede llegar a los 1200 metros.

Figura 71. RS 232



Fuente: (Aliexpress, 2015)

6.5.1.2. Fibra Óptica Multimodo

Una fibra óptica multimodo es aquella en la que los haces de luz pueden circular por más de un modo o camino. Esto supone que no llegan todos a la vez. Una fibra multimodo puede tener más de mil modos de propagación de luz. Las fibras multimodo se usan comúnmente en aplicaciones de corta distancia, menores a 2 km, es simple de diseñar y económico. El núcleo de una fibra multimodo tiene un índice de refracción superior, pero del mismo orden de magnitud que el revestimiento. Debido al gran tamaño del núcleo de una fibra multimodo, es más fácil de conectar y tiene una mayor tolerancia a componentes de menor precisión. (Cabling Systems, 2015, pág. 1)

Dependiendo el tipo de índice de refracción del núcleo, tenemos dos tipos de fibra multimodo:

- Índice escalonado: en este tipo de fibra, el núcleo tiene un índice de refracción constante en toda la sección cilíndrica y tiene alta dispersión modal.
 - Índice gradual: en este tipo el índice de refracción no es constante, tiene menor dispersión modal y el núcleo se constituye de distintos materiales.
- (Cabling Systems, 2015)

Figura 72. Fibra Multimodo



Fuente: (Politécnico Colombiano, 2013)

6.5.1.3. Fibra Óptica Monomodo

“Una fibra monomodo es una fibra óptica en la que sólo se propaga un modo de luz. Se logra reduciendo el diámetro del núcleo de la fibra hasta un tamaño (8,3 a 10 micrones) que sólo permite un modo de propagación” (Cabling Systems, 2015, pág. 2). Su transmisión es paralela al eje de la fibra. A diferencia

de las fibras multimodo, las fibras monomodo permiten alcanzar grandes distancias (hasta 400 km máximo, mediante un láser de alta intensidad) y transmitir elevadas tasas de información (decenas de Gbit/s).

Figura 73. Fibra Monomodo



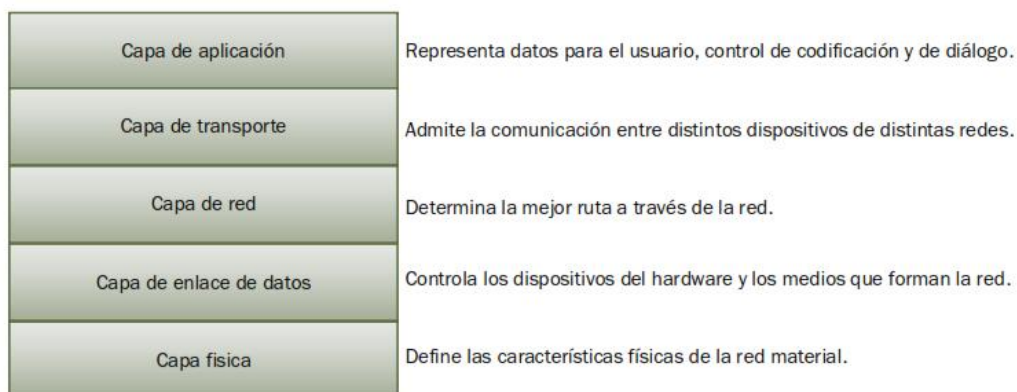
Fuente: (Politécnico Colombiano, 2013)

6.5.1.4. Modelo TCP/IP

De acuerdo con Paccha (2011), el nombre TCP/IP proviene de dos protocolos; 'Transmission Control Protocol' (TCP) y el Internet Protocol (IP). Es la base del internet que sirve para enlazar computadoras que utilicen sistemas operativos diferentes. Por ello es el modelo más usado a nivel mundial en redes de comunicación.

En el TCP/IP las capas de prestaciones y sesión no existen, en cambio, la capa de aplicaciones realiza las funciones de estas capas faltantes. De esta manera, el TCP/IP no tiene la capa de red, sino que, tiene sobrepuesta la capa de internet, las capas de enlace de datos y física se reemplazan con la capa de acceso a la red.

Figura 74. Modelo TCP/IP



Fuente: (Paccha, 2011)

6.5.2. Protocolos de comunicación en la central Ocaña

El protocolo que maneja el sistema SCADA de la central Ocaña con el centro de control de Saymirín es el protocolo IEC 60870 - 5 - 04, desde Saymirín para enviar la información al CENACE se lo realiza mediante el protocolo ICCP.

Para las comunicaciones con IEDs y controladores de campo existen los siguientes protocolos:

- ✓ IEC 61850.
- ✓ DNP 3.
- ✓ Modbus RTU.
- ✓ IEC 60870 - 5 - 104.

6.5.2.1. IEC 60870 - 5 - 104

Este protocolo es empleado en equipos y sistemas de telecontrol para funciones de control, supervisión y adquisición de datos, habilita la comunicación entre una estación de control y una subestación eléctrica a través de una red estándar TCP/IP. El protocolo TCP es usado para conexiones orientadas a la transmisión segura de datos.

La principal ventaja de IEC 60870-5-104 es que establece comunicación a través de una red estándar, lo cual permite la transmisión simultánea entre diferentes dispositivos o servicios.

Figura 75. Arquitectura para el IEC 60870 - 5 - 104



Fuente: (Manual SAITEL, 2012)



6.5.2.2. Protocolo IEC 61850

Es un estándar que surgió de la necesidad de normalizar el intercambio de información entre los equipos de una subestación, sin importar qué tipo de equipo y cuál sea el fabricante.

Los estándares para aplicaciones eléctricas, tales como DNP3, IEC 60870 - 5 101/103/104, PROFIBUS, entre otros, determinan intercambio de información y resuelven el problema de interconexión a través de definiciones rígidas, esta estructura rígida dificulta adaptarse a los nuevos avances tecnológicos en el intercambio de información. Es por eso que el protocolo IEC 61850 cumple con los requerimientos actuales de intercambio de información, siempre que posea la flexibilidad suficiente para adaptarse a los requerimientos del futuro.

Los puntos que se normalizaron según el protocolo IEC 61850, son:

- El BUS a utilizar para que se conecten las IEDs.
- La comunicación a utilizar para conocer los estados del dispositivo y lo que está controlando o comandando.
- La comunicación entre los equipos con mensajes rápidos que deberían responder en menos de 20 milisegundos.
- Un lenguaje SCL (Substation Configuration Language) en el que su estructura está diseñada en base al estándar XML.
- La forma en que se deben armar las estructuras de los IEDs. (Llamados nodos).
- El tipo de pruebas que se deben realizar para considerar que un equipo está dentro de la norma.

Debido a la flexibilidad de este estándar, el IEC 61850 está siendo aplicado en otras áreas de automatización, monitoreo y control, entre ellas tenemos la generación distribuida, energía eólica y energía hidráulica.

Figura 76. Estructura básica del IEC 61850



Fuente: (Toscano, 2010)

Ventajas y desventajas del IEC 61850

Ventajas:

- El esquema de la arquitectura de control es menos complejo que el IEC 60870 - 5 - 104, ya que no requiere equipos auxiliares (excepto para el equipo de comunicaciones).
- Se puede hacer una o varias ampliaciones de la arquitectura de control, sin la necesidad de agregar hardware o alambrado adicional (si todos los servidores están conectados a la misma infraestructura de comunicaciones).
- Intercambio de datos de alta velocidad, en donde permite tener comunicaciones cuyas velocidades de intercambio de datos se encuentra entre 10 o 100 Mbit/s.

Desventajas:

- El esquema es altamente dependiente de las comunicaciones entre servidores del IEC 61850 (DEI's), aspecto importante en cuanto al hardware requerido.
- El establecimiento y restablecimiento de la arquitectura de control se vuelve un problema si algunos dispositivos son autónomos.



Migración de datos

Mensajes GSE

El modelo de Eventos Genéricos de la subestación (GSE) proporciona la posibilidad para una rápida y confiable distribución del extenso sistema de entradas y salidas de valores de datos. Este modelo está basado en el concepto de descentralización autónoma, proporcionando un eficiente método, permitiendo la entrega simultánea de la misma información de GSE a más de un dispositivo físico a través del uso del servicio multicast (un solo paquete es enviado desde una única fuente a múltiples destinos) o broadcast (un paquete de datos se copia y se envía a todos los nodos de la red).

Mensajes GOOSE Y Mensajes GSSE

Mensajes Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) se usan para transmitir comandos de disparo a un interruptor desde un IED a otro, que actualmente conectan a los interruptores.

Estos mensajes también llevan:

- Mensajes de disparo de interruptor.
- Mensajes de cierre de interruptor.
- Inicio de falla de interruptor.
- Inicio de cierre
- Estado de un IED o de una salida lógica para supervisión de acciones de protección o de control en otros relevadores o zonas de protección.
- Monitoreo cruzado de sistemas de protección redundante. Cada sistema verifica si el otro sistema está vivo, y reporta fallas. Sin alambrado adicional.

Los mensajes Generic Substation State Event (GSSE) en el protocolo IEC61850 proveen la capacidad de transmitir el cambio de estado de la información en estados binarios, solicitudes de control, pero no valores analógicos.

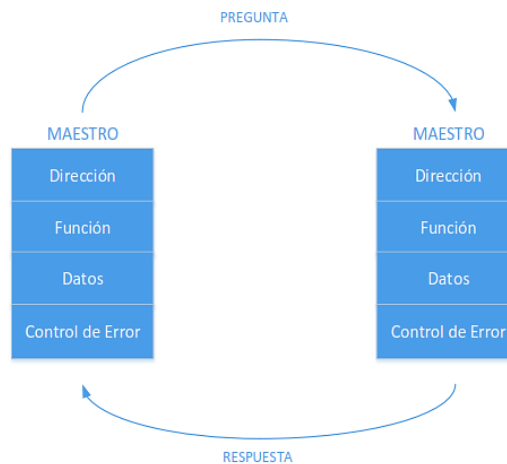
6.5.2.3. Modbus

El protocolo Modbus/TCP ha sido diseñado para que equipos industriales, como PLCs, computadores, sensores y otros de entrada - salida, puedan comunicarse dentro de una red.

MODBUS es un protocolo de comunicación sin estado, es decir, cada solicitud del maestro es tratada independientemente por el esclavo y es considerada una nueva solicitud no relacionada a las anteriores, de esta forma haciendo a las transacciones de datos altamente resistentes a rupturas debido a ruido y además requiriendo mínima información de recuperación para ser mantenida la transacción en cualquiera de los dos terminales. (Ruiz, 2002, pág. 9).

Así, las operaciones de programación que están del otro lado, deben esperar una comunicación que oriente la conexión, de modo que los equipos de origen y de destino pueden establecer un canal comunicacional antes de proceder a transferir los datos. Esta operación se realiza de diversas formas gracias a las variantes de MODBUS.

Figura 77. Modelo Maestro/Esclavo



Fuente: (Manual SAITEL, 2012)

6.5.2.4. Protocolo DNP3

DNP 3.0 (Distributed Network Protocol 3.0) es un protocolo estándar de telecomunicaciones que define la comunicación entre estaciones maestras, RTUs, y otros dispositivos como IEDs. Fue desarrollado para dar

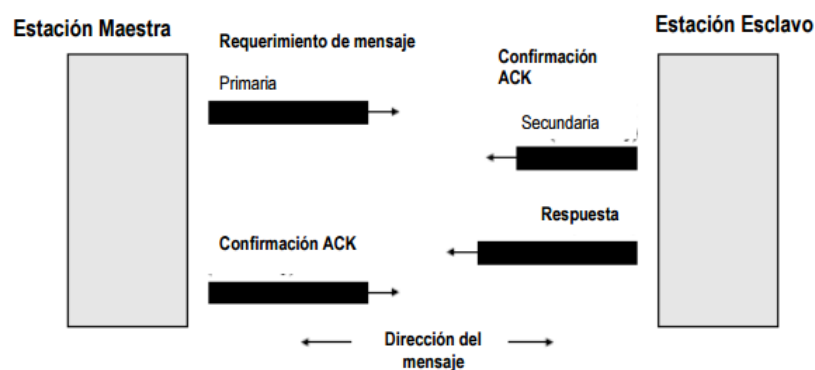
interoperabilidad entre distintos sistemas como en generación eléctrica, consumo de energía potencial del agua, utilidad de aceite y gas, y seguridad industrial.

Este protocolo fue diseñado específicamente para aplicaciones SCADA, para realizar tareas de adquisición de información y envío de comandos de control entre una estación maestra y una estación esclava. Está diseñado para transmitir paquetes de datos de una manera confiable, con mensajes mediante una secuencia determinística. (Villalba, 2010, pág. 29)

El protocolo DNP3 es muy eficiente por ser un protocolo de capas, ya que asegura alta integridad de datos. Es adecuado para aplicaciones en el ambiente SCADA, para comunicaciones entre Estación Maestra (MTU) - Estación Remota (RTU), comunicación punto - punto y aplicaciones de red.

Este protocolo es usado en redes de área local o en redes de área extendida por medio de TCP/IP: en redes corporativas, sistemas de comunicaciones con fibra óptica, sistemas de comunicaciones inalámbricos por radios, sistemas celulares CDPD (Celular Digital Packet Data).

Figura 78. Diagrama de comunicación Maestro - Esclavo DNP 3.0



Fuente: (National Instruments, 2016)

6.6. Implementación al SCADA para la ampliación de la subestación Ocaña

6.6.1. Modo de implementación

Actualmente la central Ocaña posee un sistema SCADA SICAM 230 de SIEMENS para el control y supervisión de la central que incluye las maniobras en la subestación.

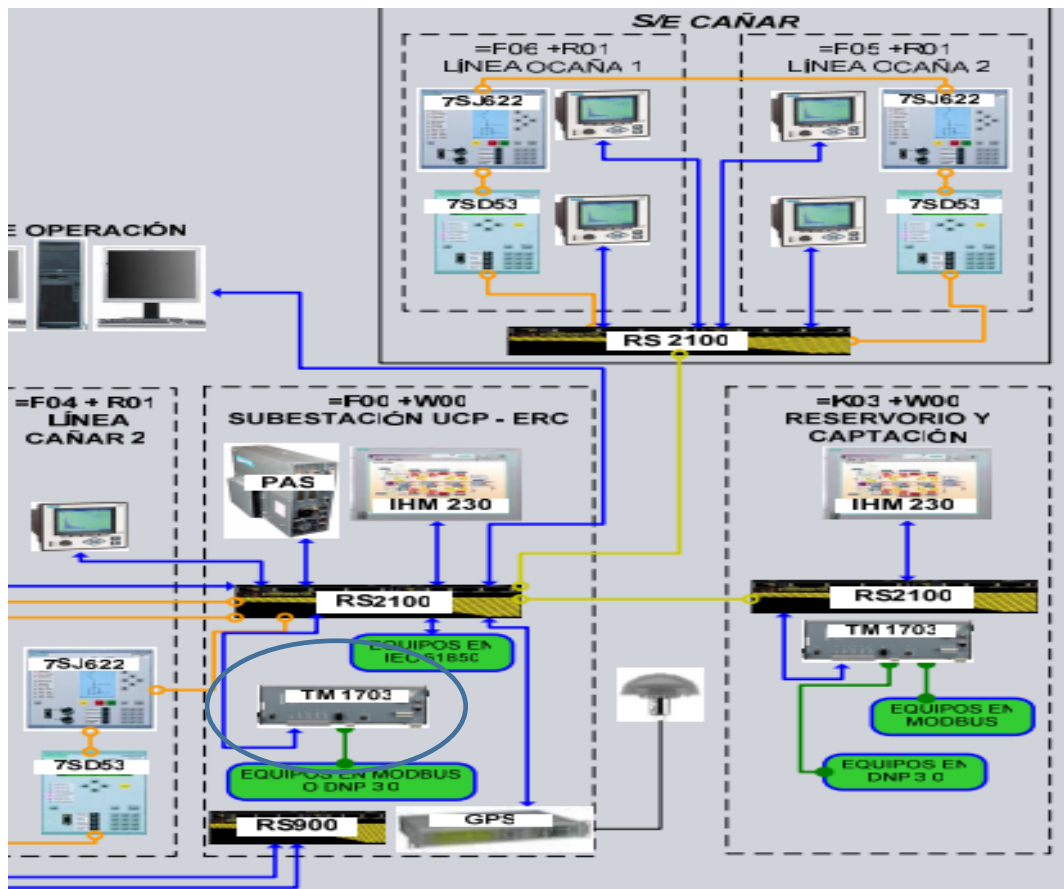
Para el control de los equipos de patio, la central Ocaña mediante un PLC TM1703 hace las lógicas para los interbloques de la subestación y se incorporan las tarjetas necesarias para la adquisición de datos y mandos para la subestación.

Para la implementación de las dos bahías al sistema SCADA se analizaron dos alternativas:

a) Modificar PLC TM 1703.

Para el caso de la integración al sistema SCADA de la ampliación de la subestación, se consideró inicialmente aumentar las señales de las dos posiciones de bahía nuevas y modificar las lógicas en el PLC de interbloqueo actual, para que maneje la subestación en su totalidad, pero se identificaron problemas de recursos disponibles en la central, lo que ocasionará periodos largos de paralización de la central.

Figura 79. Ubicación del PLC TM 1703 a modificar



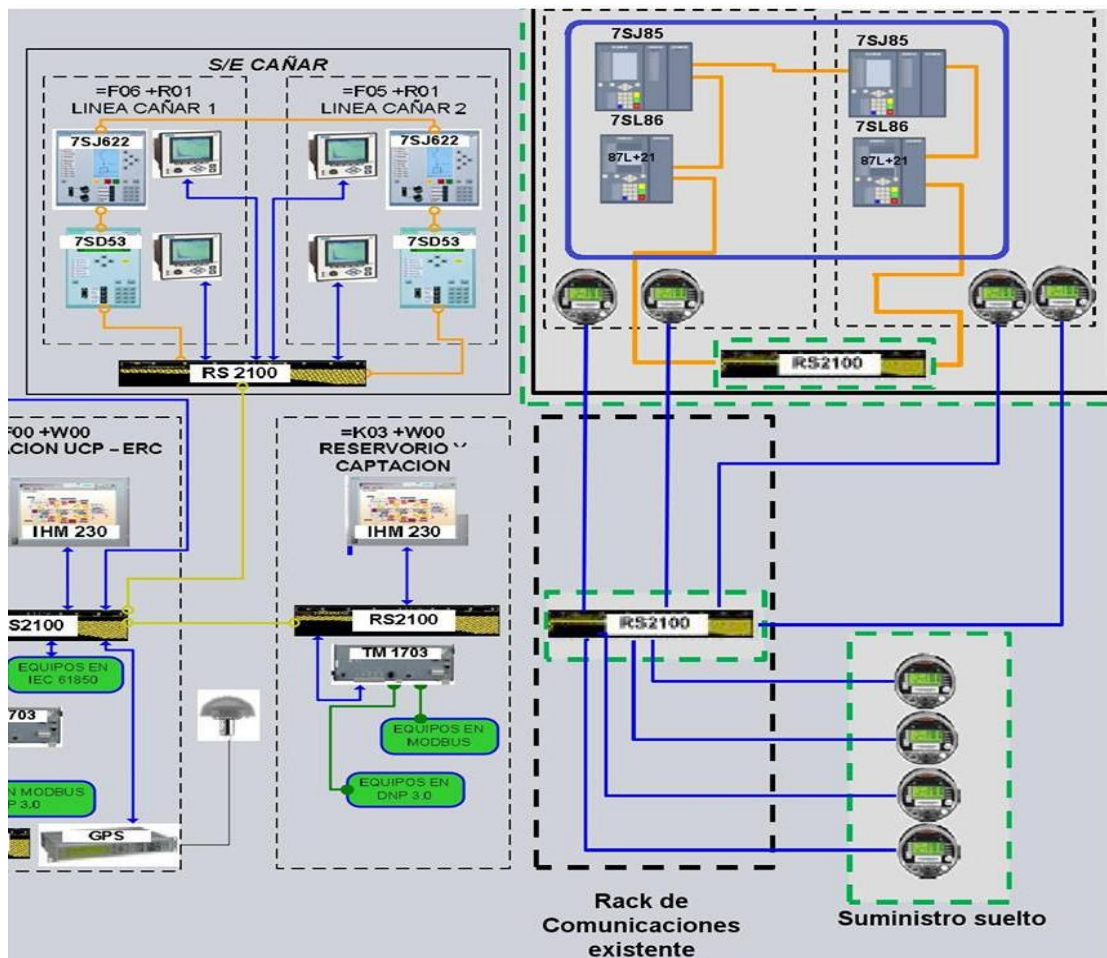
Fuente: ELECAUSTRO S.A.

b) Adquirir controladores de bahía.

La segunda alternativa consiste en adquirir dos controladores de bahía como se muestra en la figura 80 para la supervisión y control de las dos nuevas posiciones de bahía, el objetivo es incorporar los dos nuevos controladores a la configuración en anillo de la arquitectura actual de la central Ocaña basado en las recomendaciones del protocolo IEC 61850.

Estos controladores de bahía serían suministrados por SIEMENS ya que debe tener compatibilidad con los sistemas SIPROTEC de la central actualmente instalada.

Figura 80. Ubicación de los controladores de bahía



Fuente: ELECAUSTRO S.A.

De las propuestas mencionadas anteriormente se obtuvo las siguientes conclusiones:



La opción de integrar las dos posiciones de bahía al actual PLC de la subestación se la descartó por las siguientes razones:

- La tecnología actual permite tener controladores de bahía diseñados para realizar esta función con costos accesibles para ELECAUSTRO.
- Integrar al actual PLC de la subestación significa una parada total de la S/E para realizar la integración, volviéndose demasiado costoso para ELECAUSTRO.
- El costo de ingeniería que realizaría SIEMENS en modificar el PLC de la subestación no difiere mucho en integrar los dos nuevos controladores de bahía.
- Los controladores de bahía se integran en protocolo IEC61850, el cual brinda todos los beneficios anteriormente descritos.

Por tal motivo, la propuesta que se ha optado para la ampliación de la subestación, es la de integrar dos controladores de bahía al sistema en anillo, debido a que esta incorporación es más factible y no provoca que la central este fuera de operación demasiado tiempo, en los anexos I, J se detalla la configuración del sistema de control y supervisión proyectada.

6.6.2. Equipos a implementar y actualizaciones

A continuación, se describe qué equipos y actualizaciones se realizan para la implementación al SCADA.

Para el control de las bahías de cada línea se contempla instalar una unidad controladora de Bahía para cada posición, esta permitirá manejar el interruptor de potencia, seccionador y la programación de enclavamientos de equipos de maniobra para la operación segura del interruptor. Esta unidad de control también poseerá funciones de protección (50/51), (67/67N), (79) y (25), que servirán de respaldo a la protección principal de línea. Adicionalmente tendrá entradas y salidas necesarias para la supervisión y señalización de equipos de potencia de la bahía.



Para la protección principal de cada posición de bahía se contempla adquirir un IED de marca SIEMENS 7SL86, que tiene funciones de protección de distancia 21 junto con la protección diferencial 87L e interfaz de protección en fibra multimodo de 60 km.

El sistema de protecciones que se encuentra concebida para que la línea Ocaña – La Troncal tenga como protección principal la protección diferencial de línea (87L), como segunda actuación de respaldo la protección de distancia (21), y como protección de respaldo la unidad de sobrecorriente direccional (67).

De acuerdo a la coordinación mantenida con CENTROSUR, se indica que la subestación La Troncal iniciará su construcción en el mes de abril de 2016 con un plazo de 320 días, por tanto, no estará terminada a la par con la línea Ocaña – La Troncal. En provisión de esto, CENTROSUR ha considerado la posibilidad de la instalación de un circuit switch para operar y proteger en el lado de La Troncal de la mencionada línea:

Para esta condición inicial de operación, se activaría la protección de distancia (21) como protección principal y la sobrecorriente direccional (67L) como respaldo.

6.6.3. Actualización de Software

La implementación del SCADA contempla la actualización del control de nivel 2 (SCADA SICAM 230) existente en el central Ocaña. Se suministrarán licencias tipo UPGRADE que permitirán actualizar las licencias existentes. El sistema operativo actual que maneja la central Ocaña es Windows XP, por lo que se actualizará a la versión Windows 7, toda la actualización suministrada estará bajo el mismo sistema operativo.

Además, se prevé la actualización del control de nivel 1 SICAM PAS V6 a V8, esto se realizará con el fin de garantizar la integración de las dos nuevas bahías de línea que se encuentran bajo la tecnología Siprotec 5.

Figura 81. SICAM PAS, SICAM 230 y Windows 7 Professional



Fuente: (SIEMENS, 2015)

6.6.3. Provisión del hardware

Dependiendo de las funciones y del número de salidas y entradas requeridas, los equipos de control y protección se suministran en cajas de 19" pulgadas, con despliegue de cristal líquido de cuatro líneas, cuatro teclas funcionales frontales, programable libremente, 7 o 14 LED's programables libremente, 2 LED's indicando el estado del equipo, y selectores de dos posiciones con llave para el manejo del funcionamiento interno del equipo.

Las características finales del hardware de los equipos a suministrar serán determinadas cuando se diseñen y sean aprobados por ELECAUSTRO. Estas características garantizarán el manejo del sistema operativo Windows 7 y Windows Server 2012 R2 en caso de los servidores.

A continuación, se describe las características mínimas que debe tener el hardware:

6.6.3.1. Equipo SIPROTEC 5

Para las dos posiciones de bahía se contará con equipos SIPROTEC 5, estos equipos son iguales a los SIPROTEC 4 en sus características generales como:

- Uniformidad en el diseño.
- Uniformidad en la estructura de hardware.
- Utilizan el mismo software.
- Uniformidad en el método de conexionado.

Se diferencian dependiendo de las aplicaciones de acuerdo al:

- Principio de protección (distancia, diferencial, sobrecorriente, etc.)
- Elemento a proteger (línea, transformador, generador, motor)
- Tipo de montaje
- Bloques de funciones estándar para tareas individuales tales como: recierre automático, comparación de señales, localizador de falla, registrador de fallas, etc.

6.6.3.2. Control nivel 2 - IHM

Se contará con cuatro interfaces hombre máquina SIMATIC IPC677D con las siguientes características:

El SIMATIC IPC677D tendrá una pantalla de 19 pulgadas, full HD en formato de pantalla ancha para una visualización eficiente y adecuada de la máquina. También estará equipado con un potente procesador (Intel Core i3 de 2,4GHZ), con posibilidad de operar en ambientes con altas temperaturas y con mínima pérdida de rendimiento. También contará con Ethernet de 2x10/100/1000 MBIT/S junto con 4 entradas USB V3.0 en la parte posterior y un USB en la parte frontal.

Figura 82. Interfaz hombre máquina SIMATIC IPC677D



Fuente: (SIEMENS, 2015)

6.6.3.3. Puesto de Ingeniería - HP Workstation Z230

Para el puesto de ingeniería se utilizará dos CPUs marca HP Z230 Tower Workstation con las siguientes características:

- Procesador Intel Xeon E3 - 1231v3 3.4 8M GT0 4C HTCPU.
- Memoria de 8GB DDR3 - 1600 ECC (2x4GB) RAM.
- Disco Duro de 500GB 7200 RPM SATA 1st HDD.

- Interfaz disponible HP USB Keyboard.
- Red Intel Ethernet I210 - T1 PCIe NIC.
- Sistema operativo Windows 7 Profesional 64, se entiende que sobre este sistema operativo corre la nueva versión de SICAM.

Figura 83. HP Z230 Tower Workstation



Fuente: (SIMENS, 2015)

6.6.3.4. Servidores - HP Server DL380 (G9) (para ser montados en rack)

Se implementarán dos servidores marca HP DL380 con las siguientes características:

- Servidor HP DL380 9na generación.
- Procesador HP DL380 9na generación.
- Dos PC HP de 8GB de ram.
- Almacenamiento de 600GB.
- Una Consola Switch HP.
- Un Adaptador USB.
- Un cable IP categoría 5.

Figura 84. Servidor HP DL380



Fuente: (SIEMENS, 2015)



6.6.3.5. Switch de comunicación RSG 2100

Se dispondrá de dos switch RSG2100, cada uno estará encargado de crear los enlaces de datos en la red Ethernet para los medidores de energía y para los controladores de bahía. El switch RSG2100 que se utilizará tiene la siguiente característica:

- Poseen dieciséis puertos que pueden seleccionarse de acuerdo a las necesidades (10/100 BaseTX, 100 BaseFX monomodo conector SC o 100 BaseFX multimodo conector SC entre otros.

6.6.3.6. Medidores de energía

La medición de la energía es el proceso más significativo dentro de la comercialización, lo cual significa que la selección, operación y mantenimiento de los medidores merecen especial atención para evitar errores que a la postre se convertirán en pérdidas de energía con perjuicios para la empresa.

Los medidores de energía que serán parte del Sistema de Medición Comercial, estarán sujetos a la Regulación CONELEC No. 005/06.

Actualmente la central Ocaña, en lo que refiere a la medición comercial se lo realiza en la subestación Cañar, a 40 km de distancia de la central, pero al entrar en operación la Línea Ocaña – La Troncal se ha determinado que la medición comercial de la central deberá cambiarse a la subestación Ocaña, debido a:

- En el estudio de flujos de potencia se determina que en ciertas horas fluye potencia desde la subestación Cañar hasta la subestación La Troncal.
- En época principalmente de Zafra, fluiría potencia desde el cantón La Troncal hasta la subestación Cañar.
- En épocas de mantenimiento de la central Ocaña, el flujo de potencia es desde la subestación Cañar hasta la subestación La Troncal.

En función de estos análisis se determina que en cada línea de la doble terna (2) Ocaña – Cañar y (2) Ocaña - La Troncal, se instalarán medidores de energía

comercial, principal y respaldo. Por lo tanto, se incluyen ocho medidores marca ION 8650C para la medición comercial en la subestación Ocaña, cuatro están destinadas para las dos nuevas líneas Ocaña – La Troncal y cuatro para las dos líneas Ocaña - Cañar.

Estos medidores de energía disponen de puestos de comunicación tales como Ethernet el cual es necesario para la integración a la red corporativa, a través del switch de comunicaciones, también manejan el protocolo DNP.3 sobre TCP/IP el cual garantiza la estampa de tiempo requerida por el SISMEC del CENACE

Los medidores de energía son de tipo numérico, capaces de medir energía activa y reactiva, con una fuente de alimentación externa dual 65 - 120 V (CA), 80 - 160 V (CC) y con una clase de precisión 0,2.

Figura 85. Medidor de energía ION 8650C

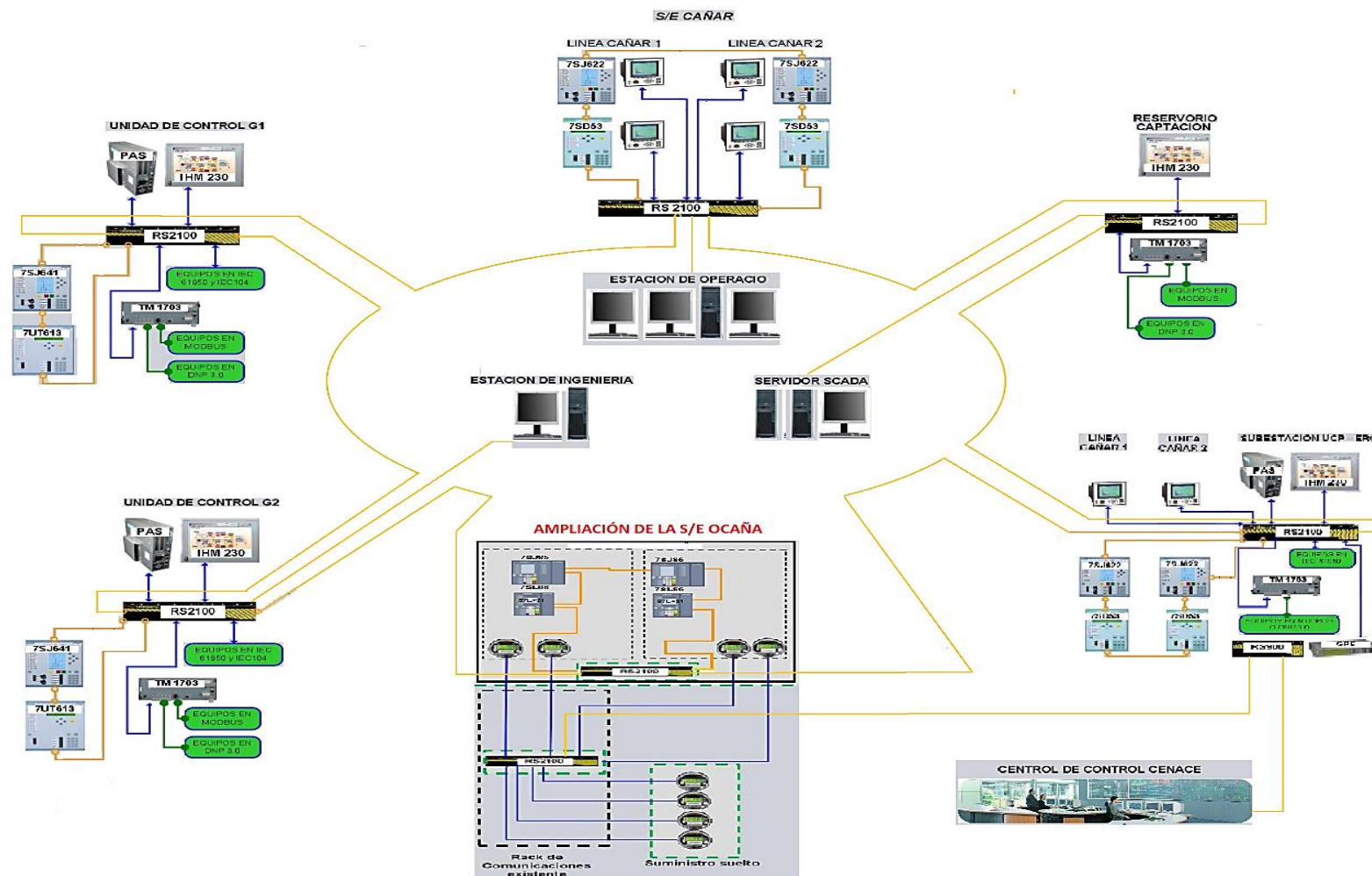


Fuente: (SCHEIDER ELECTRIC, 2015)

6.6.4. Incorporación de dispositivos al sistema SCADA

La figura 86 muestra la ampliación de la subestación con todos los dispositivos, que se incorpora al anillo del sistema SCADA ya existente en la central Ocaña. Como se mencionó anteriormente se dispondrá de dos switch RSG2100 encargados de crear los enlaces de datos en la red Ethernet, el primer RS2100 está conectado con los controladores de bahía de las dos líneas Ocaña - La Troncal que posteriormente se conecta al anillo. Para el segundo RS2100 estará conectado los ocho medidores de energía, que posteriormente se une al RS900 donde es conectado al CENACE.

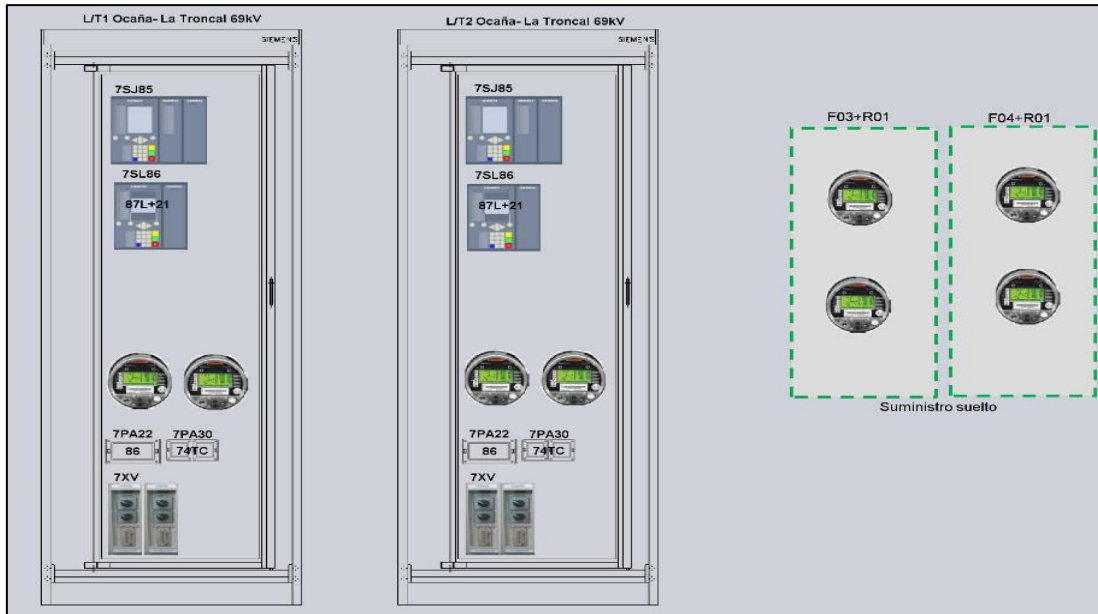
Figura 86. Implementación de la ampliación de la subestación Ocaña



Fuente: ELECAUSTRO S.A.

La figura 87 indica la ubicación de los dispositivos en los tableros donde se muestra un conjunto de elementos, por ejemplo, para la L/T1 Ocaña - La Troncal se encuentra los IEDs de protección principal y respaldo junto con dos medidores.

Figura 87. Tableros para ubicación de dispositivos en Ocaña



Fuente: ELECAUSTRO S.A.



CAPÍTULO VII

COSTOS Y BENEFICIOS

7.1. Introducción

En el presente capítulo se indicarán los costos de la construcción de la línea de transmisión Ocaña – La Troncal y la ampliación de la subestación Ocaña.

El detalle del mismo está compuesto por el cálculo de los costos totales de los equipos, materiales y mano de obra requeridos para la ampliación de la subestación Ocaña, la integración al sistema SCADA y la construcción de la línea Ocaña – La Troncal. De igual manera, se realiza un análisis probabilístico de salida de las líneas Ocaña – Cañar para determinar el beneficio que representará la integración de esta nueva línea de transmisión en lo que respecta a confiabilidad del sistema.

7.2. Objetivo

Determinar los costos y los beneficios que presenta la integración de las nuevas líneas de transmisión Ocaña – La Troncal.

7.3. Inversiones

Para la construcción de la línea de transmisión Ocaña – La Troncal, incluyendo la ampliación de la subestación Ocaña y la integración al sistema SCADA de los equipos de control y protección, se tiene el siguiente presupuesto:

En la Tabla 110 se muestran los costos de las líneas de transmisión del sistema, con valores propuestos para el año 2015:

Tabla 110. Costo de la línea de transmisión a 69 kV

Línea de transmisión a 69 kV	
Proyecto	Precio global
L/T Ocaña – La Troncal	3'547.486,105

Fuente: ELECAUSTRO S.A.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

En la tabla 111 se presentan los costos totales que serán necesarios para la ampliación de la subestación Ocaña con el desglose de los valores de cada elemento de esta subestación.

Tabla 111. Costo para la S/E Ocaña, 13,8/69 kV

Ampliación S/E Ocaña			
Proyecto	Cantidad	Precio unitario	Precio global
Seccionador tripolar motorizado para 69 kV sin cuchilla de puesta a tierra	2	12.302,17	24.604,33
Seccionador tripolar motorizado para 69 kV con cuchilla de puesta a tierra	2	15.348,37	30.696,74
Interruptores de tanque vivo de 69 kV en SF6	2	18.853,92	37.707,83
Transformadores de potencia de 69 kV	2	4.871,41	9.742,83
Transformadores de corriente de 69 kV	6	4.871,41	29.228,48
Pararrayo de 69 kV	6	2.202,94	13.217,61
Total			145.197,83

Fuente: ELECAUSTRO S.A.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

En la siguiente tabla se muestra el costo para las obras civiles menores en la subestación Ocaña:

Tabla 112. Costo de obras civiles

Descripción	Costo
Obras civiles menores en la subestación Ocaña	62.433,62

Fuente: ELECAUSTRO S.A.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

El costo para el montaje de los equipos de patio y tableros de control y protección se detalla en la siguiente tabla:

Tabla 113. Costo para del montaje de equipos

Cantidades y precios para el montaje de los equipos de patio y tableros de control y protección				
Obra	Unidad	Cantidad	P. Unitario	TOTAL
Montaje de Interruptor tripolar tipo SF6, 69 kV, 630 A, 20 kA, BIL 350 kV, incluye pruebas en sitio recomendadas por el fabricante del equipo	u	2,00	3.000,00	6.000,00

Montaje Seccionador tripolar de 69 kV, 630 A, 20 kA, BIL 350 kV, incluye pruebas en sitio recomendadas por el fabricante del equipo	u	2,00	2.000,00	4.000,00
Montaje de seccionador tripolar de 69 kV, 630 A, 20 kA, BIL 350 kV, con cuchillas de puesta a tierra, incluye pruebas en sitio recomendadas por el fabricante del equipo	u	2,00	2.000,00	4.000,00
Montaje de transformador de corriente de 69 kV, BIL 350 kV, 300-600/5 con caja central para conexión, incluye pruebas en sitio recomendadas por el fabricante del equipo	u	6,00	750,00	4.500,00
Montaje de transformador de potencial de 69 kV/115-115/raíz (3) V, BIL 350 kV, con caja central para conexión, incluye pruebas en sitio recomendadas por el fabricante del equipo	u	2,00	750,00	1.500,00
Montaje de pararrayos de 54 kV, BIL 350 kV, tipo estación, completo con contador de descargas	u	6,00	350,00	2.100,00
Montaje de tableros de control y protecciones, incluye conectorizado y arquillado	u	2,00	1.450,00	2.900,00
Montaje y suministro de cable de control 34 hilos 2.5 mm.	m	135,00	40,50	5.467,50
Montaje y suministro de cable de control 17 hilos 2.5 mm.	m	280,00	30,20	8.456,00
Montaje y suministro cable flexible cubierto 1x6 AWG	m	50,00	10,68	534,00
Montaje y suministro de cable 4x12 AWG.	m	342,00	9,20	3.146,40
Montaje y suministro de Cable 4 X10 AWG.	m	500,00	11,00	5.500,00
Montaje y suministro de Cable 2 X12 AWG.	m	100,00	4,20	420,00
Montaje y suministro de cable desnudo 2/0 AWG	m	30,00	10,70	321,00
Tubo flexible corrugado 40mm	m	30,00	4,48	134,40
Suministro y montaje de bandeja portacables.	m	75,00	115,80	8.685,00
			Total	57.664,30

Fuente: ELECAUSTRO S.A.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

En la tabla 114 se presentan los costos totales para la integración al sistema SCADA con el desglose de los valores de cada elemento:

Tabla 114. Costo para el sistema SCADA

SCADA			
Descripción del bien o servicio	Cantidad	Precio unitario	Precio global
Tablero de control, protecciones y medición comercial que incluye: Controlador de bahía, relé de protecciones IED, equipos de comunicación para su integración al sistema actual de protecciones SIMENS, equipo de medición comercial, licencia DIGSI para parametrización de relés y licencia de actualización del SICAM PAS para 1 estación.	2	95.933,00	191.866,00
Equipos de medición comercial que incluye la integración al SCADA SICAM 230.	8	8.067,00	64.536,00
Bloques de pruebas para medidores	8	371,5	2.972,00
Switch Ruggedcom para medidores	1	4.226,00	4.226,00
Switch Ruggedcom para integración de bahías	1	5.506,00	5.506,00
Repuesto de controlador de bahía	1	8.101,00	8.101,00
Repuesto protección de línea	1	13.017,00	13.017,00
Integración al sistema SCADA SIMENS SICAM 230 de las dos posiciones de bahía según especificación técnica.	1	17.939,00	17.939,00
Hardware para la actualización de SICAM 230	1	53.139,00	53.139,00
Puesta en servicio de protecciones, parametrización de los relés de protecciones y puesta en marcha de las posiciones de bahía.	1	21.445,00	21.445,00
Paquete de licencias Upgrade	1	35.006,00	35.006,00
Servicio de actualización SICAM 230	1	75.304,00	75.304,00
Capacitación sistema de protecciones y SCADA	1	17.023,00	17.023,00
Total			510.080,00

Fuente: ELECAUSTRO S.A.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Los costos totales de construcción son los siguientes:

Tabla 115. Costo total del proyecto

Descripción	Precio total (USD)
Costo de la línea de transmisión Ocaña - La Troncal	3'457.486,11
Costo de equipo para ampliación de la S/E Ocaña	145.197,83
Costo de obras civiles	62.443,62
Costo para el montaje de equipos en la S/E Ocaña	57.664,30
Costos del sistema SCADA	510.080,00
Costo total del proyecto	4'232.871,86

Fuente: ELECAUSTRO S.A.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza



7.4. Beneficios

De acuerdo con los costos obtenidos, se puede señalar que la construcción del proyecto no genera rentabilidad financiera para la empresa ELECAUSTRO, debido a que, en condiciones normales, toda la generación de la central Ocaña evacua por las líneas Ocaña – Cañar, la construcción de la línea es un proyecto solicitado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) para mejorar la calidad de energía en el cantón La Troncal en un plazo corto. Por tal motivo, la construcción de la línea de transmisión presenta beneficios tales como:

- Mejorar los niveles de tensión en el sector de La Troncal y barras adyacentes.
- Reducir la cargabilidad de la línea Pino – La Troncal.
- Mejorar la confiabilidad del sistema.

Como complemento para el último punto, se realiza un análisis probabilístico para determinar la probabilidad de indisponibilidad de las líneas, en caso de que las cuatro líneas por las cuales se evacúa la energía la central Ocaña, no se encuentren disponibles.

7.4.1. Análisis probabilístico

Para determinar uno de los aportes positivos que se obtienen al integrar la nueva línea de transmisión Ocaña – La Troncal, se realiza un análisis probabilístico sobre las líneas de transmisión Ocaña – Cañar, teniendo como base, los datos entregados por el Departamento de Planificación de ELECAUSTRO sobre la indisponibilidad de ambas líneas Ocaña - Cañar por fallas presentadas en estas durante los dos últimos años, con ello se podrá calcular la probabilidad de falla de estas líneas y servir de base para determinar la probabilidad de falla de la línea Ocaña – La Troncal.

El modelo aceptado y usado ampliamente para evaluar las probabilidades de falla de líneas de transmisión es la distribución de Poisson, esta distribución permite establecer la probabilidad de eventos en un periodo arbitrario (una hora, un día, una semana, etc.), y esta característica hace que este modelo sea viable

para el análisis de confiabilidad en la operación, puesto que es necesario estimar las probabilidades de falla horarias.

El modelo de Poisson usa el parámetro λ que representa la tasa de fallas de la línea, la cual está representada en número de fallas por hora y por kilómetro. Para la función que determina la tasa de fallas se utiliza una regresión lineal en la que se estima el logaritmo de la tasa de fallas a partir de la información histórica; es decir, a partir de registros de fallas junto con el tiempo en el que se analiza las fallas y la longitud de la línea se puede ajustar el siguiente modelo:

$$\lambda' = \log \frac{N}{(T * L)} \quad (58)$$

Donde N es el número total de fallas observadas durante T horas de los circuitos de la zona en consideración; y L es la longitud media de las líneas.

Finalmente, la tasa de fallas de la línea l , cuya longitud es L_l sería:

$$\lambda_l = L_l * e^{\lambda'} \quad (59)$$

En la tabla 116 se presenta un resumen de fallas presentadas en las líneas Ocaña – Cañar durante los dos últimos años

Tabla 116. Resumen de fallas línea Ocaña - Cañar

RESUMEN DE FALLAS DE LAS LÍNEAS OCAÑA - CAÑAR				
	2014	2015	FALLAS TOTALES	TOTAL DE HORAS FUERA DE SERVICIO
	N° FALLAS	N° FALLAS		
LÍNEA 1	7	9	16	85 h
LÍNEA 2	0	2	2	3 h

Fuente: ELECAUSTRO S.A.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Para evaluar la tasa de falla de la línea Ocaña – Cañar por el método de Poisson utilizamos el promedio de fallas de ambas líneas:

Tabla 117. Promedio de fallas

DATOS		
N=	9	veces de interrupción
T=	17520	horas en dos años
L=	42	km línea Ocaña - Cañar

Fuente: ELECAUSTRO S.A.

Elaborado por: Henry Calle y Juan Espinoza

Con base en los datos presentados anteriormente, se obtiene lo siguiente:

$$\lambda' = \log \frac{9}{(2 * 42)} \frac{fallas}{años * km}$$

$$\lambda' = -0,97004 \frac{fallas}{años * km}$$

La tasa de fallas de la línea Ocaña - Cañar, cuya longitud es 42 km, sería:

$$\lambda_{Ocaña-Cañar} = 42 * e^{-0,97004} = 15,9209 \frac{falla}{año}$$

El valor 15,9209 es la tasa de falla que tiene la línea Ocaña – Cañar por cada año.

Una vez obtenida la frecuencia de fallas /año*km, se puede calcular la tasa de falla para la nueva línea Ocaña – La Troncal, esto se lo puede hacer debido a que las líneas se encuentran en la misma zona geográfica con los mismos parámetros y condiciones ambientales.

$$\lambda_{Ocaña-La Troncal} = 20,5 * e^{-0,97004} = 7,7709 \frac{falla}{año}$$

Con esto, se procede a calcular la probabilidad de que fallen una línea en el año:

$$Probabilidad_{fallo Ocaña-Cañar} = \frac{15,9209}{365} = 0,0436$$

$$Probabilidad_{fallo Ocaña-La Troncal} = \frac{7,7709}{365} = 0,0213$$



Por lo tanto, la probabilidad de que fallen ambas líneas Ocaña – Cañar al mismo tiempo es:

$$Probabilidad_{fallo\ Ocaña-Cañar, ambas\ líneas} = 0,0436 \times 0,0436 = \mathbf{0,0019}$$

Al integrar la nueva línea Ocaña – La Troncal la probabilidad de que fallen las cuatro líneas al mismo tiempo se reducirá. Esta probabilidad es:

$$Probabilidad_{fallo\ cuatro\ líneas} = 0,0436 \times 0,0436 \times 0,0213 \times 0,0213 = \mathbf{8,62E - 07}$$

Una vez obtenida la probabilidad de falla de las cuatro líneas, se procede a estimar el tiempo de duración anual de interrupciones, se lo calcula aplicando la siguiente fórmula:

$$DAI = \frac{\sum TI}{HPA} * 8760 \quad (60)$$

Donde:

DAI = duración anual de interrupciones

TI = tiempo duración en horas

HPA = horas del periodo de análisis

Por lo tanto tenemos:

$$DAI = \frac{\frac{85 + 3}{2}}{17520} \times 8760 = 22\ horas$$

Con el tiempo de duración de falla se puede proceder a calcular la probabilidad de duración de falla (PDF) para la línea Ocaña – Cañar:

$$PDF_{Ocaña-Cañar} = \frac{DAI}{8760} = \frac{22}{8760} = \mathbf{0,0025}$$

La probabilidad de duración de falla para la línea Ocaña – La Troncal se calcula con la siguiente relación:



$$PDF_{Ocaña-La Troncal} = \frac{20,5 \times 0,0025}{42} = \mathbf{0,0012}$$

Basado en esta probabilidad, la duración de falla (DF) de las dos líneas Ocaña - Cañar simultáneamente en un año es:

$$DF_{cuatro líneas} = (0,0025)^2 \times 8760 \text{ horas} = \mathbf{0,05525 \text{ horas}}$$

La probabilidad de duración de falla de las cuatro líneas simultáneamente es:

$$PDF_{cuatro líneas} = (0,0025)^2 \times (0,0012)^2 = \mathbf{9,4772E - 12}$$

Basado en esta probabilidad, la duración de falla de las cuatro líneas simultáneamente en un año es:

$$DF_{cuatro líneas} = 9,4772E - 12 * 8760 \text{ horas} = \mathbf{8,3021E - 08 \text{ horas}}$$

La duración de falla de las cuatro líneas de transmisión es muy cercano a cero, lo que conduce a un resultado de indisponibilidad casi nula de servicio por fallas en las líneas, con el ingreso de la línea de transmisión Ocaña – La Troncal, se ha mejorado la confiabilidad del suministro de energía.

7.5. Resultados

Con base en la evaluación realizada en los estudios de flujos de potencia y el análisis probabilístico, se determina que:

- La construcción de la línea de transmisión Ocaña – La Troncal presenta beneficios en cuanto a calidad y confiabilidad del suministro de energía en el cantón La Troncal.
- La inclusión de la línea ayuda a mejorar los perfiles de tensión en la barra de La Troncal, COAZUCAR, Pino y Bucay.
- Reduce las pérdidas de energía por sobrecarga en la línea Pino – La Troncal.
- Mejora disponibilidad de la evacuación de energía de la central Ocaña.



CAPÍTULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Al finalizar el trabajo de investigación, se expone en el presente capítulo las conclusiones y recomendaciones basadas en los resultados obtenidos para dar cumplimiento a los objetivos específicos planteados al inicio de esta investigación.

8.1. Conclusiones

- Tomando en cuenta lo establecido en el estándar IEEE Std. 80 - 2000, las tensiones de paso y de toque de la malla, calculados para este caso de estudio específico, han resultado ser menores a los niveles tolerables para una subestación de 69 kV.
- Considerando que la malla de puesta a tierra para la ampliación de la subestación Ocaña será interconectada con la malla de puesta a tierra actualmente instalada, los valores calculados de las resistencias están dentro de los rangos permitidos.
- El diseño del sistema de puesta a tierra propuesto para la subestación Ocaña 13,8 / 69 kV, presenta una resistencia de puesta a tierra con un valor menor a 2Ω , por lo que se cumple con el requerimiento de diseño solicitado. La resistencia a tierra de la configuración es de $1,94 \Omega$.
- De acuerdo con los criterios de diseño electromecánico, el sector donde se encuentra ubicado el patio de equipos de la subestación Ocaña, corresponde a un sitio un nivel ceráunico de 10 días tormentosos por año, se considera que por el uso de las instalaciones, es importante contar con un adecuado sistema de apantallamiento contra descargas atmosféricas directas que garantice la protección de las personas y equipos que puedan quedar expuestos a descargas eléctricas atmosféricas directas.

- DigSILENT PowerFactory ha resultado ser una herramienta valiosa para el estudio de sistemas eléctricos de potencia. El software abarca una amplia gama de módulos para el estudio de distintos aspectos de los sistemas, los cuales se han utilizado para realizar el estudio de flujos de potencia, el estudio de cortocircuito y el ajuste de los sistemas de protecciones eléctricas, posibilitando el ajuste y verificación de las protecciones.
- Con los datos obtenidos de los generadores, transformadores y líneas de transmisión se actualizó el modelo eléctrico provisto por la empresa ELECAUSTRO, los mismos que fueron realizados mediante el DigSILENT PowerFactory. Esto permitió realizar los estudios de flujos de potencia, cortocircuito y simulaciones puntuales para el ajuste de cada uno de los elementos que se deben proteger y también para proponer el modo de operación de la central Ocaña y su sistema adyacente.
- La central Ocaña actualmente genera electricidad a un factor de potencia (fp) muy cercano a 1. Al ingresar la línea de transmisión Ocaña - La Troncal, dicha central generará reactivos que permitirán mejorar la calidad de servicio eléctrico en el cantón La Troncal. El intervalo de factor de potencia que se ha tomado es 0,9 - 0,95 p.u., lo cual permite aportar potencia reactiva de 4,26 - 6,34 MVAR. En este análisis se ha trabajado con un factor de potencia de 0,95 p.u. por motivo de cargabilidad del generador, donde el valor de los reactivos inyectados es de $Q = 4,26$ MVAR.
- Con respecto a la evaluación del estado actual del servicio eléctrico al cantón La Troncal y las barras en evaluación, se ha determinado la necesidad de conectar la línea Ocaña - La Troncal para mejorar los niveles de tensión y garantizar mayor confiabilidad del sistema.

Con relación a las protecciones ubicadas en la subestación Ocaña y línea de transmisión Ocaña - Cañar se establecen las siguientes conclusiones:



- El impacto que produce el ingreso de la línea Ocaña – La Troncal sobre los niveles de cortocircuitos en la zona de conexión es bastante limitado.
- Se obtiene en la mayoría de los casos tiempos de paso de al menos 150 ms.
- La ocurrencia de fallas monofásicas en la zona de 69 kV, producirá errores en la actuación de la protección de distancia y la protección direccional de sobrecorriente para la línea Ocaña – La Troncal.
- Las funciones de protección de sobrecorriente direccional de fase ubicada en la zona de 69 kV, funcionarán como respaldo en la mayoría de los casos para las líneas adyacentes.
- De acuerdo con las simulaciones realizadas, para el caso de corrientes de cortocircuitos trifásicos, la protección principal (distancia) y la protección de respaldo (direccional) permiten una correcta coordinación de los sistemas de protecciones de la línea Ocaña – La Troncal.
- En el caso de corrientes de cortocircuitos monofásicos, las protecciones de distancia y la sobrecorriente direccional no brindan protección de respaldo de las líneas adyacentes, puesto que los aportes de corriente son menores a la corriente nominal que pasa por la línea Ocaña – La Troncal.

8.2. Recomendaciones

- Realizar una inspección del sistema de apantallamiento cada año con el objeto de determinar los siguientes aspectos:
 - Que no haya conexiones flojas o sulfatadas que ocasionen una alta resistencia en las uniones.
 - Que ninguna conexión se encuentre debilitada por efecto de corrosión o vibración.



- Que el cable de cada bajante no esté interrumpido.
- Que permanezcan las conexiones de las bajantes con las colas de conexión provenientes de la malla de puesta a tierra.
- En operación normal, se recomienda la apertura del interruptor de la línea Pino – La Troncal con el fin de no sobrecargar la mencionada línea, así como de separar los sistemas ELECAUSTRO y CENTROSUR de la CNEL Milagro.
- Se sugiere modificar las protecciones de sobrecorriente y direccional correspondiente a la línea Ocaña – Cañar, debido al aumento de flujo de potencia en dichas líneas.
- Las calibraciones de las protecciones se deberán afinar durante el proceso de conexión de la línea de transmisión Ocaña – La Troncal. Durante este proceso se podrá obtener valores más precisos de las variables de ajuste por medición directa y por pruebas en campo de los equipos e instalaciones protegidas.
- ELECAUSTRO deberá coordinar con la CENTROSUR la adquisición de los relés para las terminales de subestación Ocaña y subestación La Troncal para que se pueda aplicar la protección diferencial de línea de transmisión y determinar la manera más adecuada de comunicar los relés.



BIBLIOGRAFÍA

- Aguilar, E. (2015). *Técnicas de Alta tensión*. Arequipa: Universidad Nacional de San Agustín. Obtenido de <http://es.slideshare.net/nivram123/coordinacion-de-aislamiento-50692657>
- Aguilar, J., & Pinos, J. (2013). *Diseño eléctrico de la subestación El Bosque de 20/24MVA a 69KV con 4 circuitos de salida de 13,8 KV en la ciudad de Machala*. Cuenca: Universidad Politécnica Salesiana. Obtenido de [dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4271/1/UPS-CT002611.pdf](https://space.ups.edu.ec/bitstream/123456789/4271/1/UPS-CT002611.pdf)
- Allison, M. (17 de Enero de 2014). *Hidroeléctricas de bombeo y de bombeo puro*. Recuperado el 8 de Octubre de 2015, de Cinabrio Blog: <http://cinabrio.over-blog.es/article-hidroelectricas-de-bombeo-y-de-bombeo-puro-innovacion-hidroenergetica-122108589.html>
- Amaya, M. (6 de Junio de 2015). *Medición en una subestación eléctrica*. Recuperado el 21 de Diciembre de 2016, de Prezi: <https://prezi.com/kwqczghvub96/medicion-en-una-subestacion-electrica/>
- Barragán, J. (10 de Junio de 2013). *Representación de datos*. Obtenido de Universidad de Huelva: <http://uhu.es/antonio.barragan/content/representacion-datos>
- Cango, C., & Pichogagón, C. (2009). *Elaboración de un manual para el diseño y mantenimiento de mallas de puesta a tierra*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/8524?locale=de>
- Caraballo, H. (2006). *Compatibilidad de los protocolos de comunicación en los sistemas de supervisión de subestaciones eléctricas de CADAFE*. Caracas: Universidad central de Venezuela. Obtenido de saber.ucv.ve/jspui/bitstream/.../TEG-Cedeño-L.,-Juan-C..pdf



- Carreño, J., López, D., & Salcedo, O. (2012). Criterios y consideraciones metodológicas y tecnológicas a tener en cuenta en el diseño e implementación del protocolo IEC 61850 en la automatización y protección de sistemas de potencia eléctrica. *Redes de Ingeniería*, 23 - 40. Obtenido de revistas.udistrital.edu.co/ojs/index.php/REDES/article/download/.../7931
- Carrilo, G. (Octubre de 2007). *Protecciones Eléctricas*. Recuperado el 30 de Diciembre de 2015, de Scribd: <https://es.scribd.com/doc/288832879/ebookProtecciones>
- Castro, C., & Tomala, J. (2015). *Rapid Spanning Tree Protocol*. Obtenido de Scribd: [https://es.scribd.com/doc/293052565/REDES - EXPO - docx](https://es.scribd.com/doc/293052565/REDES-EXPO-docx)
- Corrales, L. (Diciembre de 2007). *Interfaces de Comunicación*. Recuperado el 10 de Enero de 2016, de Escuela Politécnica Nacional: [http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10020/2/PARTE %202.pdf](http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/10020/2/PARTE%202.pdf)
- DEMSA. (2015). *Sistemas Eléctricos*. Recuperado el 15 de Diciembre de 2015, de DEMSA: [http://www.demsacr.com/soluciones/edificios - comercio/sistemas - de - proteccion](http://www.demsacr.com/soluciones/edificios-comercio/sistemas-de-proteccion)
- ELECAUSTRO. (2009). *Proyecto Hidroeléctrico Ocaña*. Cuenca: Elecaustro.
- ELECAUSTRO. (2012). *Fiscalización del proyecto hidroeléctrico Ocaña*. Cuenca: Empresa Electro Generadora del Austro.
- Endesa Educa. (2014). *centrales hidroeléctricas*. Recuperado el 8 de Diciembre de 2015, de Endesa Educa: [http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos - interactivos/produccion - de - electricidad/xi. - las - centrales - hidroelectricas](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/xi-las-centrales-hidroelectricas)
- Escobar, A. (2011). *Curso Básico de Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia*. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira.
- Gallo, T., & Herrera, D. (2013). *Diseño e implementación de una red industrial utilizando protocolo MODBUS y comunicación inalámbrica con tecnología*



Allen Bradley para monitoreo y control local y remoto de las estaciones de nivel, flujo y presión en el laboratorio de redes industriales. Latacunga: Universidad de las Fuerzas Armadas. Obtenido de <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/7203/1/AC - ESPEL - ENI - 0309.pdf>

Garcés, T., & Dominguez, G. (2011). *Sistema de Adquisición y Supervisión de Datos aplicado al proceso de vulcanización de llantas para la compañía ecuatoriana del caucho.* Cuenca: Universidad de Cuenca. Obtenido de dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/636/1/ts190.pdf

García, R. (26 de Febrero de 2001). *centrales hidroeléctricas.* Recuperado el 5 de Octubre de 2015, de Sociedad Andaluza de Educación Matemática Thales: <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99 - 0226 - 01/capitulo3.html>

González, F. (30 de Septiembre de 2008). *Representación de Sistemas de Potencia.* Recuperado el 3 de Diciembre de 2015, de FGLongatt: <http://fglongatt.org/OLD/Archivos/SP1.html>

Herrera, J., & Castro, O. (2003). Cálculo de la malla de puesta a tierra de una subestación. *Scientia et Technica*, 37 - 41.

Hidalgo, J. (2008). *Guía básica de diseño de subestaciones eléctricas con énfasis en el arreglo de barras colectoras de interruptor y medio.* San José: Universidad de Costa Rica. Obtenido de eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb_08_II/pb0816t.pdf

International Electrotechnical Commission. (s.f.).

International Electrotechnical Commission. (2006). *IEC 60870 - 5 - 104.* Genova: International Electrotechnical Commission.

Montalvo, L. (2010). *Análisis de transitorios electromagnéticos en la energización de elementos de transmisión utilizando el programa Digsilent Power Factory.* Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2345/1/CD - 3095.pdf



Pascual, F., & Pérez, M. (2013). *MODBUS*. Obtenido de Centro Integrado Politécnico:

<http://www.etitudela.com/entrenadorcomunicaciones/downloads/5modbus.pdf>

Pérez, E. (Diciembre de 2015). Los sistemas SCADA en la automatización industrial. *Tecnología en Marcha*, 1 - 12. Obtenido de dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5280242.pdf

Polo, R. (2008). *Diseño e implementación de un registrador de temperatura ReTe8 versión 1.0 basado en equipamiento Brainchild*. Escuela Politécnica del Ejército. Obtenido de <http://repositorio.espe.edu.ec/bitstream/21000/506/1/T-ESPE-019530.pdf>

Power System Relaying Committee; "Tutorial IEEE Protección Generadores sincronicos"; 2009

Ramirez Castaño, Samuel; "Protecciones de sistemas eléctricos"; Primera edición; Manizales; 2003

Ramos, R. (30 de Octubre de 2013). *Almacenamiento de energía: central hidroeléctrica de bombeo*. Recuperado el 2 de Octubre de 2015, de Eco Medioambiente: <http://ecomedioambiente.com/energias-renovables/almacenamiento-de-energia-central-hidroelectrica-de-bombeo/>

Romero, C., & de Castro, C. (2006). *Introducción a SCADA*. Obtenido de Universidad de Córdoba: www.uco.es/investiga/grupos/eatco/automatica/ihtm/descargar/scada.pdf

Ruiz, A. (2002). *Implementación de una red MODBUS/TCP*. Santiago de Cali: Universidad del Valle. Obtenido de [http://www.bairesrobotics.com.ar/data/protocolo %20modbus.pdf](http://www.bairesrobotics.com.ar/data/protocolo%20modbus.pdf)

Saenz, A. (4 de Marzo de 2015). *central hidroeléctrica*. Obtenido de Prezi: <https://prezi.com/8iqjj0r4mtmp/central-hidroelectrica/>



Sánchez, L. (23 de Noviembre de 2015). *Subestaciones eléctricas*. Recuperado el 11 de Diciembre de 2015, de Prezi: [https://prezi.com/usnssy6uapor/subestaciones - electricas/](https://prezi.com/usnssy6uapor/subestaciones-electricas/)

Sánchez, R. (2012). *Implementación de protocolo de comunicaciones MODBUS/TCP para Linuz en lenguaje C++*. Cartagena: Universidad Politécnica de Cartagena. Obtenido de <http://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/2819/pfc4310.pdf?sequence=1>

Schneider Electric. (2015). *Relé Micom P14X*. Obtenido de Schneider Electric: [http://www.schneider - electric.com/en/product - range/60765 - micom - p14x/](http://www.schneider-electric.com/en/product-range/60765-micom-p14x/)

SCHNEIDER ELECTRIC; “Generator Protection Relay”; MiCOM P34x; Spain; 2011

Secretaría central de la Comisión Electrotécnica Internacional. (2001). *Norma IEC 60909*. Madrid: CEI. Obtenido de [https://es.scribd.com/doc/203398867/Norma - Internacional - CEI - IEC - 60909 - 0 - pdf](https://es.scribd.com/doc/203398867/Norma-Internacional-CEI-IEC-60909-0-pdf)

SIEMENS. (2010). *SIPROTEC 4: la nueva referencia para protección, automatización y monitorización*. Nürnberg: SIEMENS. Obtenido de file:///C:/Users/Jorge/Downloads/E50001 - G720 - A222 - X - 7800_WS_SIPROTEC_5_SP.pdf

SIEMENS; “7UT6x”; Manual C53000 - G1178 - C230 - 1; 2011

SIEMENS; “7SJ62/64”; Manual C53000 - G1178 - C207 - 1; 2009

SIEMENS; “7SD52/53”; Manual C53000 - G1178 - C169 - 2; 2007

SIEMENS; “Protección de distancia, diferencial de línea y sobre intensidad para dispara tripolar 7SL86”; Manual C53000 - G5078 - C010 - 4; 2014

Toscano. (2010). *Automatización de una subestación eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para en envío de datos*. Lima: Universidad



Ricardo Palma. Obtenido de
http://cybertesis.urp.edu.pe/bitstream/urp/66/1/toscano_ma.pdf

Universidad Centroamericana José Simeón Cañas. (Febrero de 2015). *centrales hidroeléctricas*. Recuperado el 10 de Diciembre de 2015, de Universidad Centroamericana José Simeón Cañas: www.uca.edu.sv/facultad/clases/ing/m200018/doc1.pdf

Universidad de la República de Uruguay. (2007). *Sistemas de protección*. Recuperado el 30 de Diciembre de 2015, de Universidad de la República de Uruguay: http://www.sistemamid.com/panel/uploads/biblioteca/2014-07-08_10-51-46106476.pdf

Universidad de la República de Uruguay. (2014). *Sistemas de protección y oscilación de potencia*. Recuperado el 29 de Diciembre de 2015, de Universidad de la República de Uruguay: https://eva.fing.edu.uy/pluginfile.../Curso_estabilidad,_Protecciones.pdf

Vargas, R. (2014). *Protección de líneas de transmisión cortas - en la red de sub - transmisión de Electropaz*.

Villalba, J. (2010). *Estudio y pruebas del protocolo de comunicación DNP 3.0 sobre TCP/IP para la comunicación entre las central de generación Cumbayá de la empresa eléctrica Quito y el CENACE*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2153/1/CD-2905.pdf>



ANEXOS



Anexo A. Especificaciones técnicas de equipos de la línea Ocaña - La Troncal

“SUMINISTRO DEL EQUIPO DE PATIO PARA LAS POSICIONES DE BAHÍA DE LA S/E OCAÑA I”



ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GARANTIZADAS

CUADRO No. 1
CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES

N°	Descripción	U.	Especificación
1	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES		
1.1	Condiciones de servicio para el equipo		
	a) Temperatura ambiente del equipo al exterior	°C	0 – 40
	b) Humedad relativa media	%	93
1.3	Unidades de medida		Internacional (MKS)
1.4	Tensión de alimentación		127 - 220V, 3 Fases - 60Hz
1.5	Terminales de cableado		
	a) Cableado de control		600V Cu cableado.
	b) Temperatura soportada por conductores	°C	60
	c) Tipo de terminales para los circuitos secundarios de los TC (CT)		Tipo cortocircuito
	d) Bloques terminales		Moldeado, 600 V
1.7	Rótulos y marcaciones:		
	a) Idioma para rótulos, señales avisos, etc.		Español
	b) Material para los rótulos		Plástico
1.8	Requerimientos generales:		
	a) Máxima velocidad de viento	km/h	90
	b) Capacidad de interrupción mínima de contactos para relés y switches de 110 VDC	A	2
	c) Rigidez dieléctrica circuitos de CA y CC:		
	Entre partes energizadas (60Hz)	kV (1 min)	2
	Entre tierra y partes energizadas (60 Hz)	kV (1 min)	2
	d) Aceleración para diseño antisísmico (g = aceleración gravitacional)	m / s ²	0,2 g



CUADRO No. 2
SECCIONADORES TRIPOLARES PARA 69 KV

N°	Descripción	U.	Especificación
2	SECCIONADORES TRIPOLARES PARA 69 kV:		
2.2	Normas aplicables		IEC 129 ANSI C.37
2.4	Características técnicas: a) Tensión nominal b) Tensión máxima de diseño c) Nivel de aislamiento mínimo, para 60 Hz, 0 msnm Impulso, 1.2 x 50 µs d) Frecuencia nominal e) Corriente nominal mínima f) Corriente momentánea de cortocircuito, 3 seg. g) Corriente momentánea de cortocircuito para seccionadores de puesta a tierra, 3seg. h) Distancia de fuga mínima	kV kV kV rms kV p Hz A kA kA mm	69 72,5 140 350 60 630 20 20 1813
2.5	Mecanismo de operación: a) Tipo de mecanismo b) Voltaje límite superior operación c) Voltaje límite inferior operación	 VDC VDC	 MOTORIZADO/MANUAL 140 70
2.6	Montaje subestación La Troncal		Horizontal
2.7	Montaje subestación Ocaña		Vertical
2.8	Incremento de temperatura de los contactos (no exceder)	° C	65
2.10	Color de la porcelana (preferentemente)		Marrón oscuro o gris.

CUADRO No. 3

INTERRUPTORES DE 69 kV:

N°	Descripción	U.	Especificación
7	INTERRUPTORES DE 69 kV:		
7.2.	Normas aplicables		IEC 56 ANSI C.37
7.3.	Tipo		Tanque vivo
7.4.	Características técnicas: a) Tensión nominal b) Tensión máxima de operación c) Nivel de aislamiento mínimo 60 Hz, 0 msnm Impulso, 1.2 x 50 μ s d) Frecuencia nominal mínima e) Corriente nominal f) Corriente de cortocircuito simétrica mínima de interrupción g) Tiempo de operación h) Distancia de fuga mínima	kV kV kV rms Hz A kA Ciclos mm	69 72,5 140 350 60 1200 20 3 1813
7.5.	Mecanismo de operación: a) Tensión nominal de operación b) Tipo de mecanismo	V DC	125 motor - resorte
7.6	Medio de extinción del arco		SF6
7.9	Color de la porcelana (aislamiento externo)		Marrón oscuro o gris.



CUADRO No. 4
PARARRAYOS DE 69 kV:

REF.	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	SOLICITADO
003	TENSIÓN DEL SISTEMA	kV	69
003	FRECUENCIA	Hz	60
004	TENSIÓN DE SERVICIO CONTINUO	kV	44
005	TENSIÓN ASIGNADA	kV	55
006	PREPARADO PARA OPERAR A msnm	msnm	<1000
007	CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 μ S.	kA	10
008	CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA	-	2
009	CAPACIDAD DE ABSORCIÓN DE ENERGÍA	kJ/kV	>2,4
010	TENSIÓN RESIDUAL MÁXIMA CON ONDA CORRIENTE DESCARGA NOMINAL 8/20 μ S	kV	≥ 124
011	TENSIÓN RESIDUAL MÁXIMA CON ONDA CORRIENTE 30/60 US, 1 KA,	kV	≥ 102
012	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SOPORTADA	kA	20
013	NIVEL DE CLASE DE POLUCIÓN IEC	-	ALTO (25 mm/kV)
014	DISTANCIA MÍNIMA DE FUGA	mm	>1813
015	TIPO DE CONECTOR	PLACA/CABLE	
017	CONECTOR DE A.T.	SI/NO	SI



CUADRO No. 5
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 69 kV:

REF.	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	SOLICITADO
003	NORMA APLICABLE	-	IEC 60044 - 1, ANSI C.57.13
004	TENSIÓN DEL SISTEMA	kV	69
005	TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA	kV	72,5
006	TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSO TIPO RAYO	kV	350
007	TENSIÓN SOPORTADA DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL 60 Hz	kV	140
008	FRECUENCIA	Hz	60
009	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DEL SISTEMA	kA	20
010	NIVEL DE CLASE DE POLUCIÓN SEGÚN IEC	-	ALTO - PESADO (25 mm/kV)
011	DISTANCIA MÍNIMA DE FUGA	mm	>1813
012	CLASE DE PRECISIÓN: NÚCLEO 1 (CLASE MEDICIÓN) NÚCLEO 2 (CLASE PROTECCIÓN) NÚCLEO 3 (CLASE PROTECCIÓN)		CLASE 0,2 5P20 5P20
013	RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN		300:5/ 600:5
14	Burden: NÚCLEO 1 (CLASE MEDICIÓN) NÚCLEO 2 (CLASE PROTECCIÓN) NÚCLEO 3 (CLASE PROTECCIÓN)	VA	30 30 30
015	TIPO DE CONECTOR	PLACA/CABLE	
017	CONECTOR DE A.T.	SI/NO	SI



CUADRO N° 6
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL 69 kV.

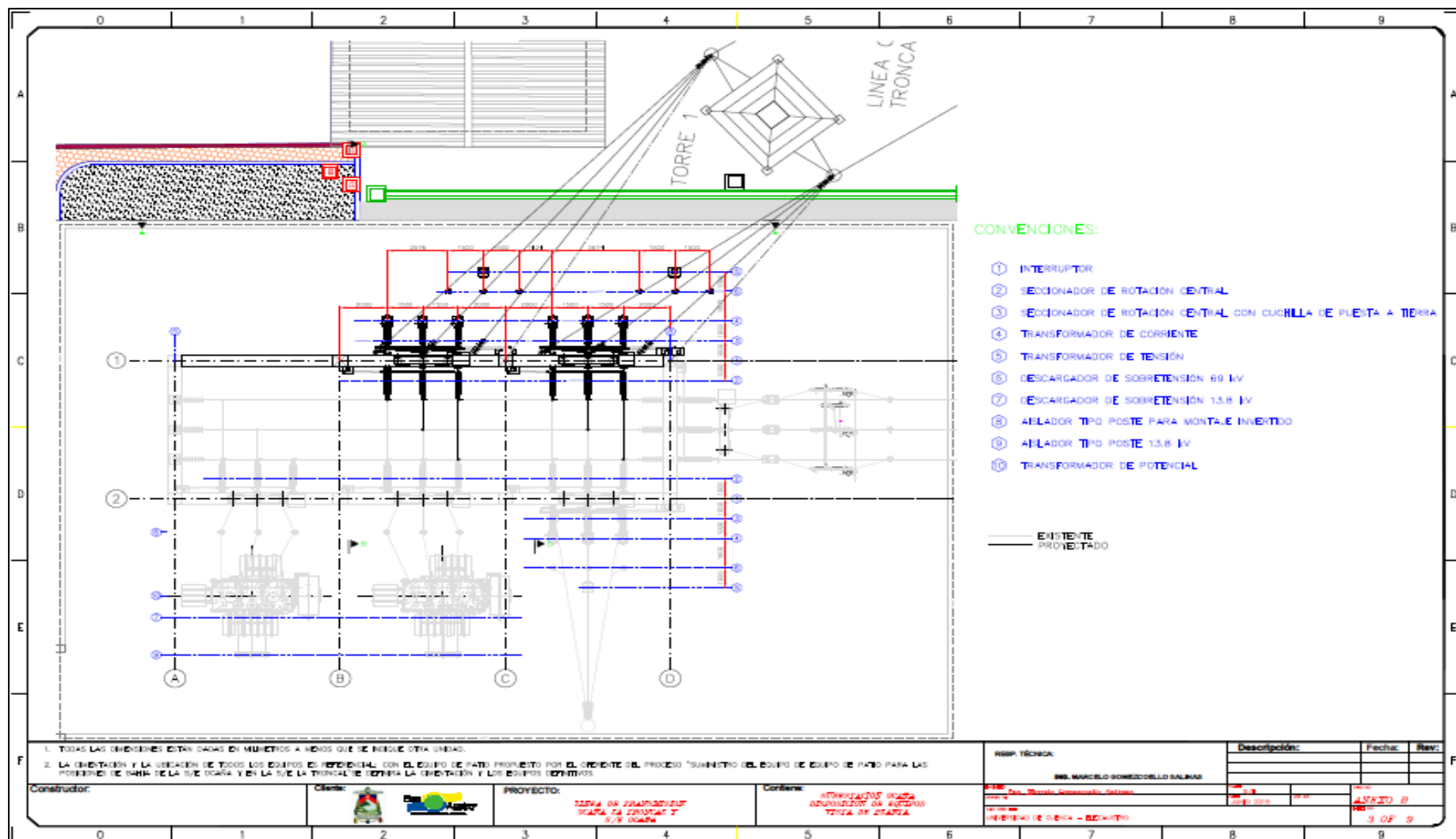
REF.	CARACTERÍSTICA	UNIDAD	SOLICITADO
004	NORMA APLICABLE	-	IEC 60044 - 2, ANSI C.57.13
005	TENSIÓN DEL SISTEMA	kV	69
006	TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA	kV	72,5
007	FRECUENCIA	Hz	60
008	TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSO TIPO RAYO	kV	350
009	TENSIÓN SOPORTADA DE CORTA DURACIÓN A FRECUENCIA INDUSTRIAL 60 Hz	kV	140
010	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DEL SISTEMA	kA	20
011	NIVEL DE CLASE DE POLUCIÓN SEGÚN IEC	-	ALTO - PESADO (25 mm/kV)
012	DISTANCIA MÍNIMA DE FUGA	mm	>1813
013	CLASE DE PRECISIÓN: NUCLEO 1 (CLASE MEDICIÓN) NUCLEO 2 (CLASE PROTECCIÓN) NUCLEO 3 (CLASE PROTECCIÓN)		CLASE 0,2 5P20 5P20
014	Burden: NUCLEO 1 (CLASE MEDICIÓN) NUCLEO 2 (CLASE PROTECCIÓN) NUCLEO 3 (CLASE PROTECCIÓN)	VA	30 30 30
015	RELACIONES DE		$69/\sqrt{3} / 115/\sqrt{3}$
017	TIPO DE CONECTOR	PLACA / CABLE	
019	CONECTOR DE A.T.	SI/NO	SI



Anexo B. Disposición de equipos subestación Ocaña



Anexo C. Disposición de equipos subestación Ocaña



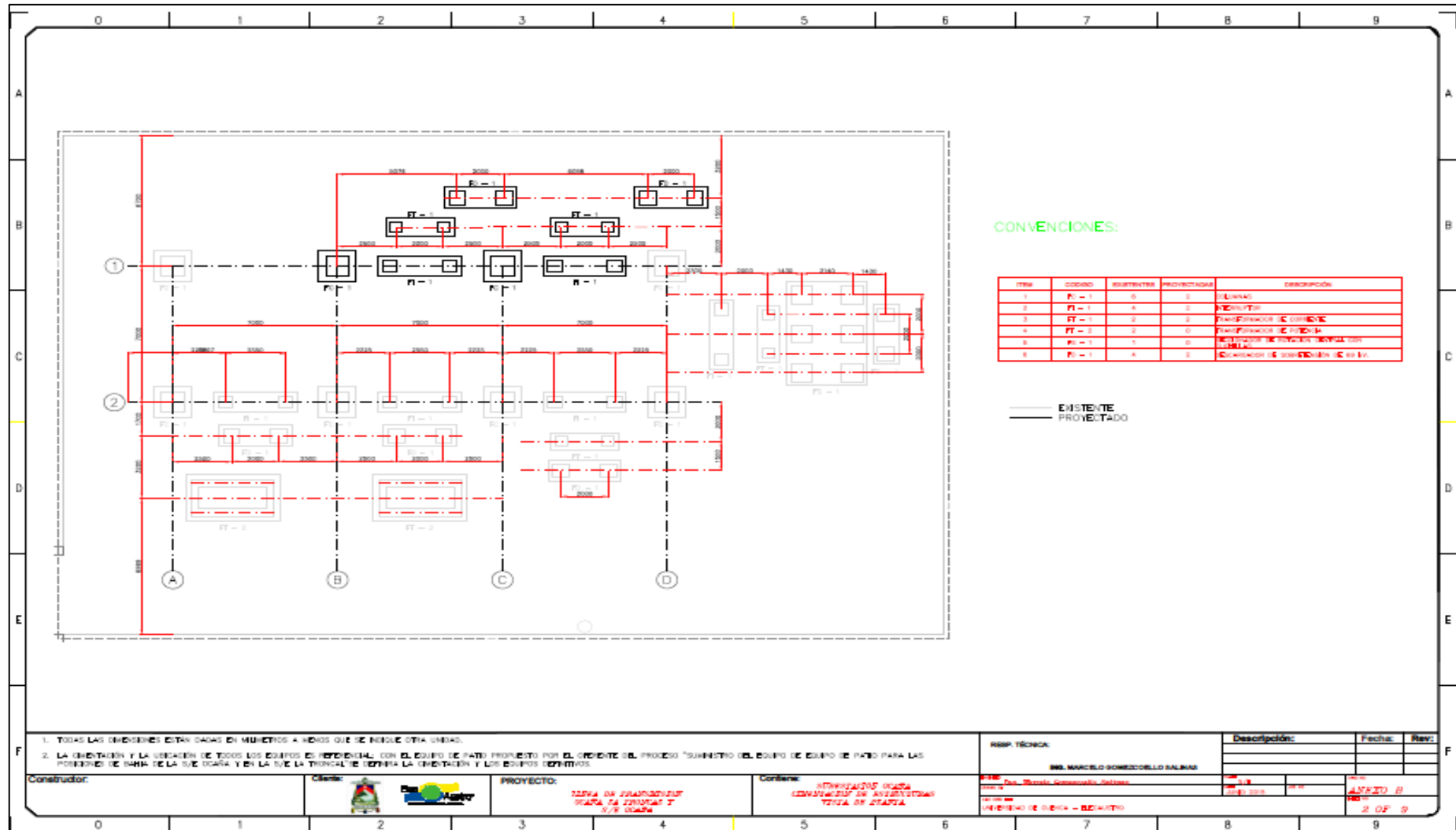


Anexo D. Cortes A - A, B - B, C - C subestación Ocaña



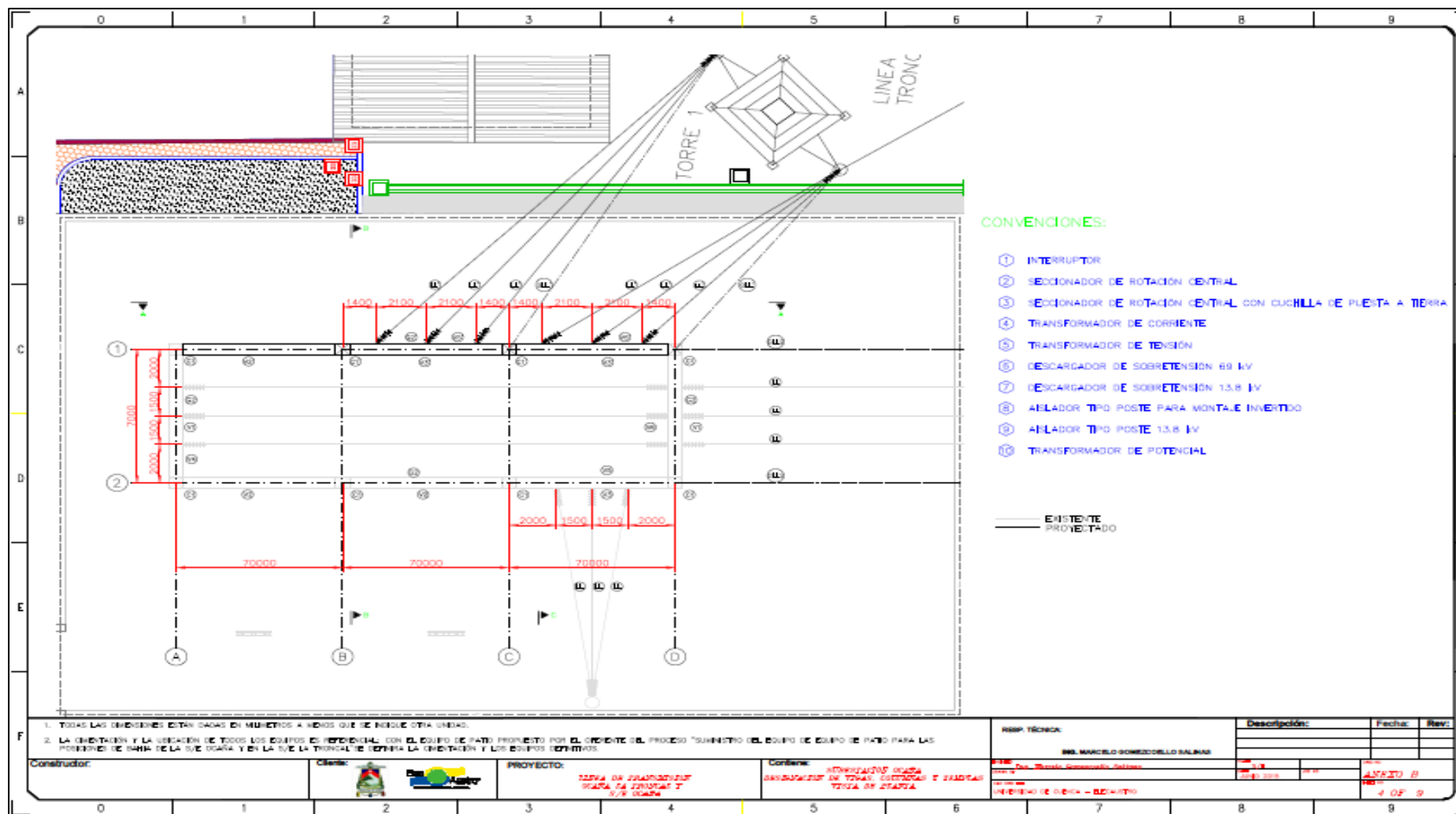


Anexo E. Cimentación de estructuras subestación Ocaña



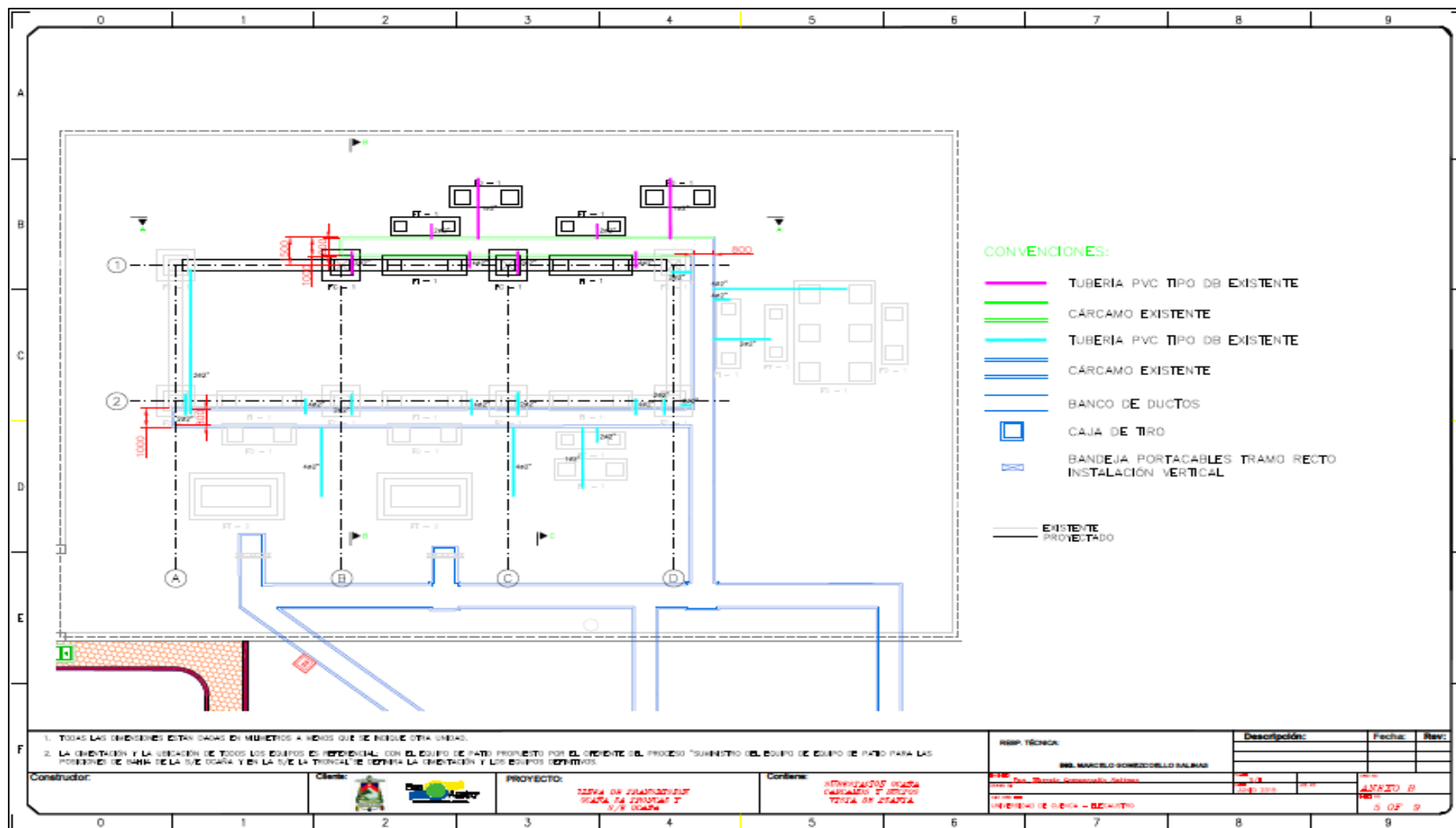


Anexo F. Designación de vigas, columnas y techos subestación Ocaña



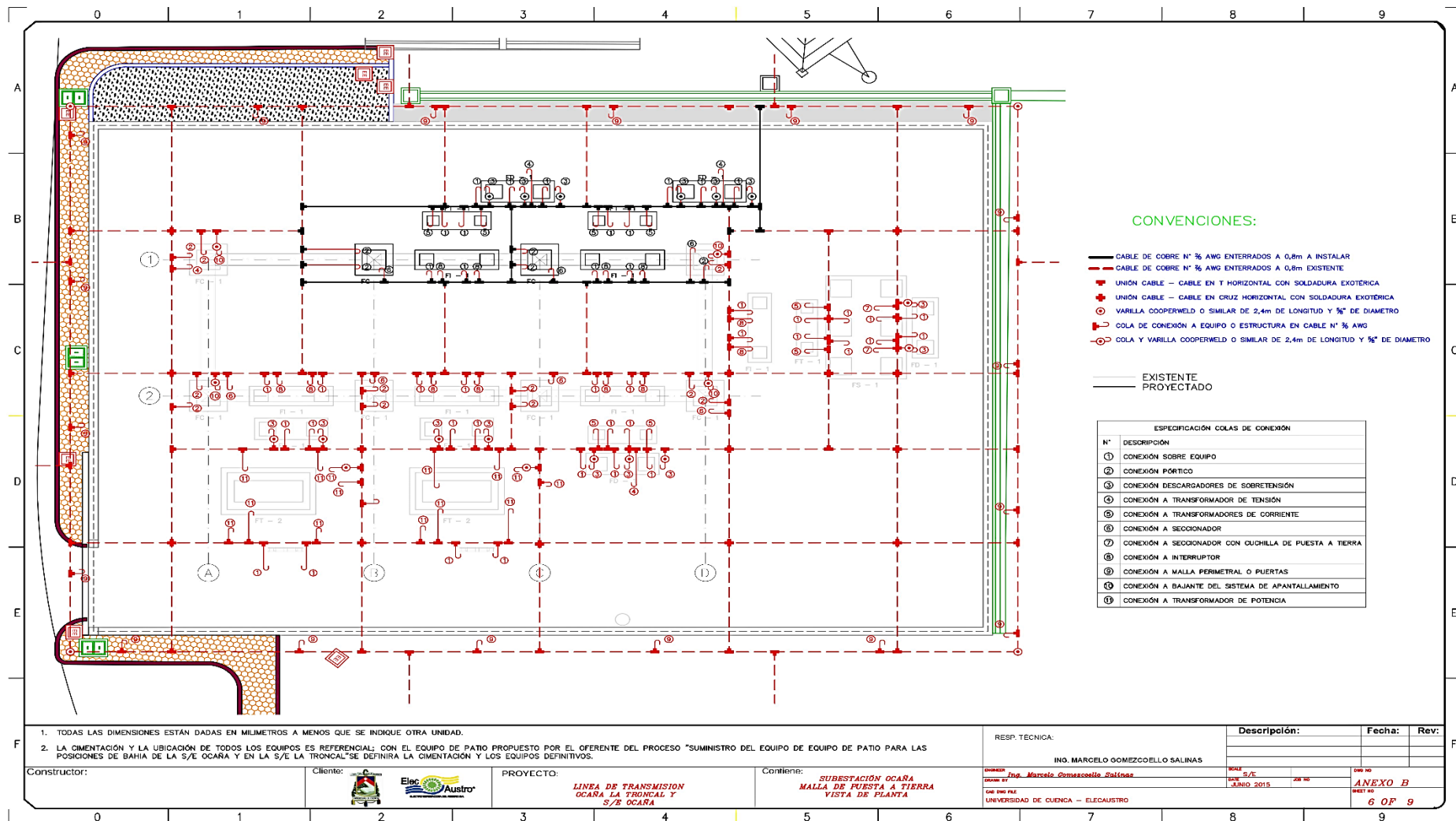


Anexo G. Cárcamos y ductos subestación Ocaña



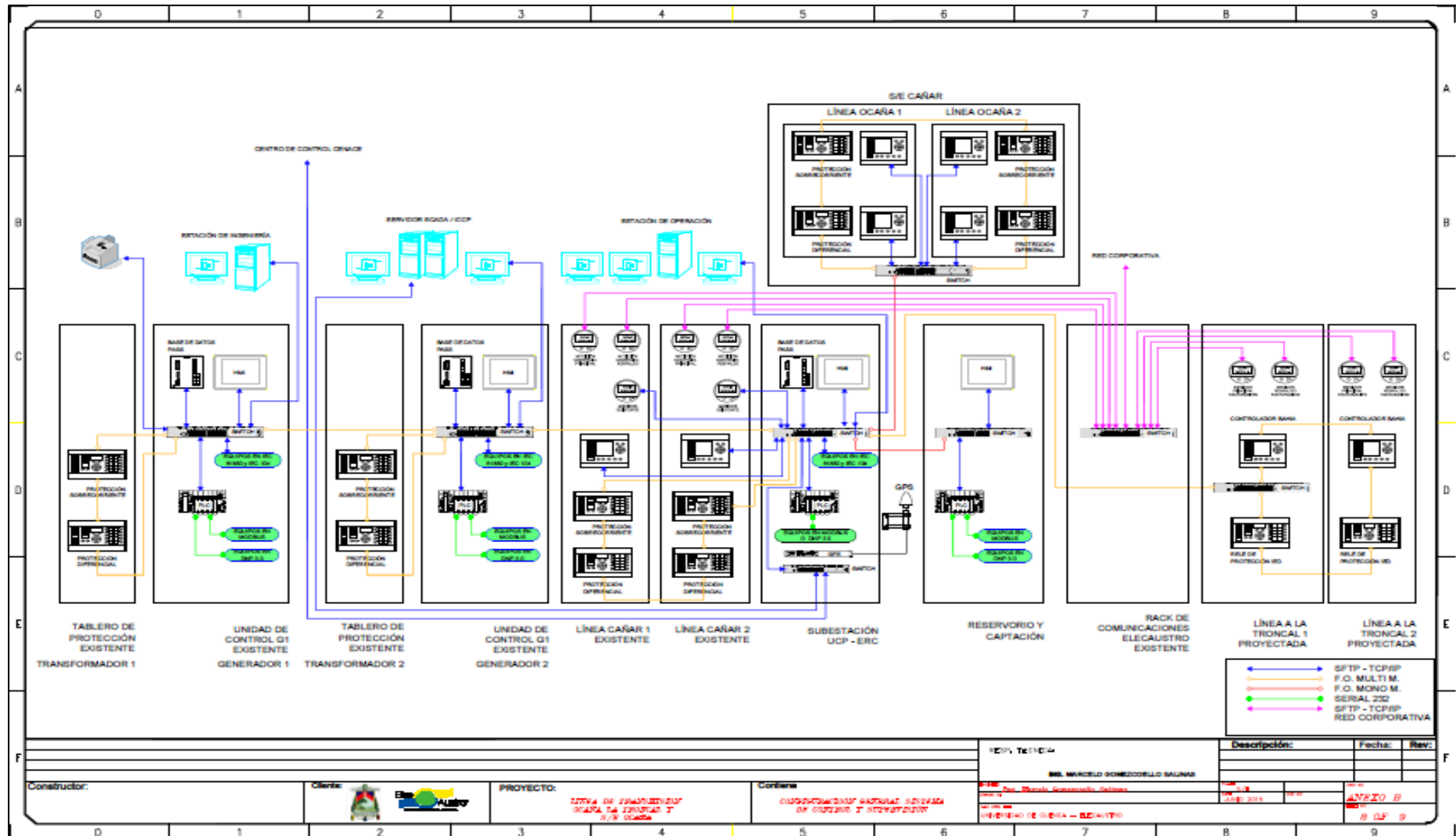


Anexo H. Malla de puesta a tierra subestación Ocaña





Anexo I. Configuración general del sistema de control y supervisión



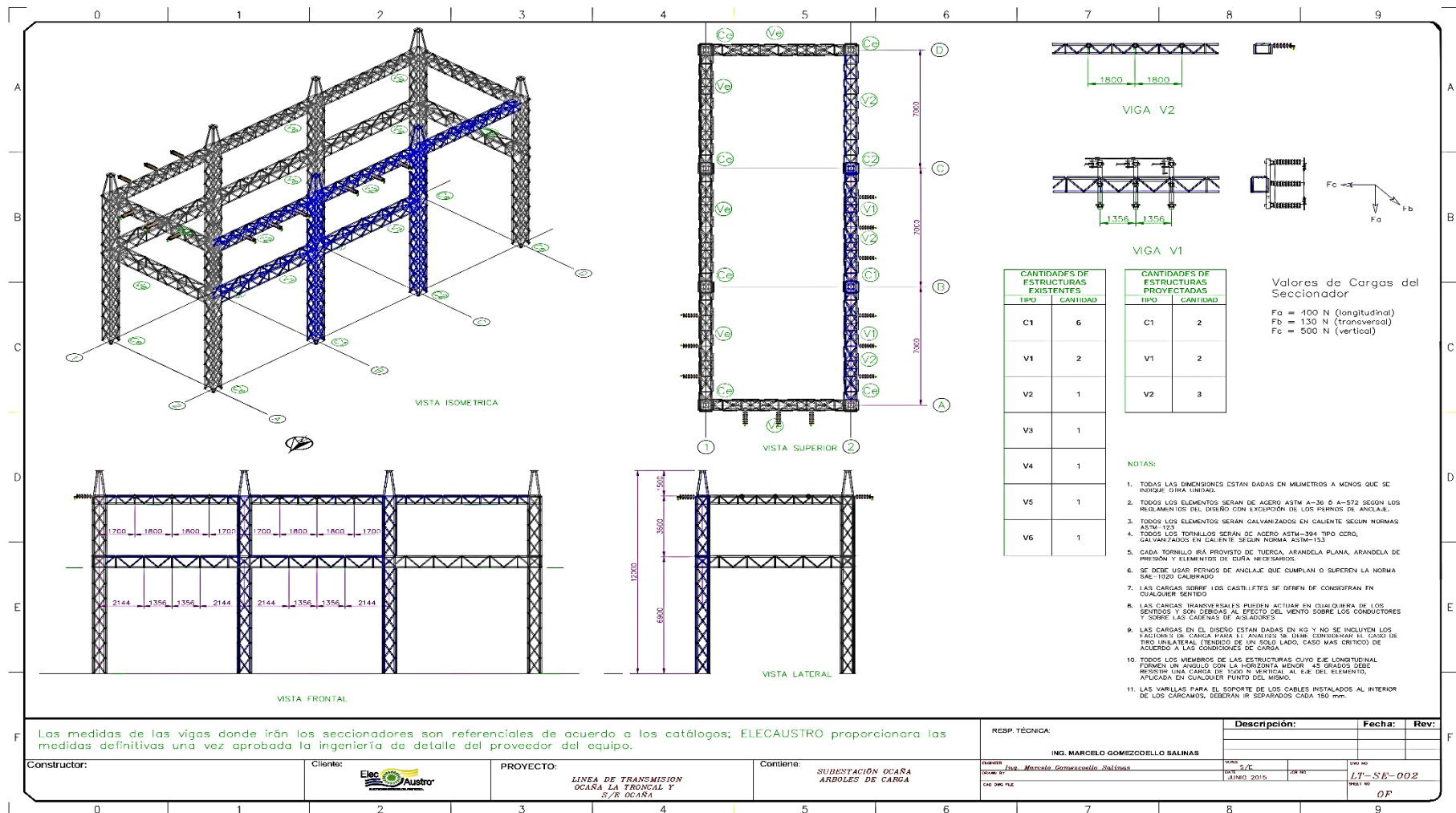


Anexo J. Configuración general del sistema de control y supervisión



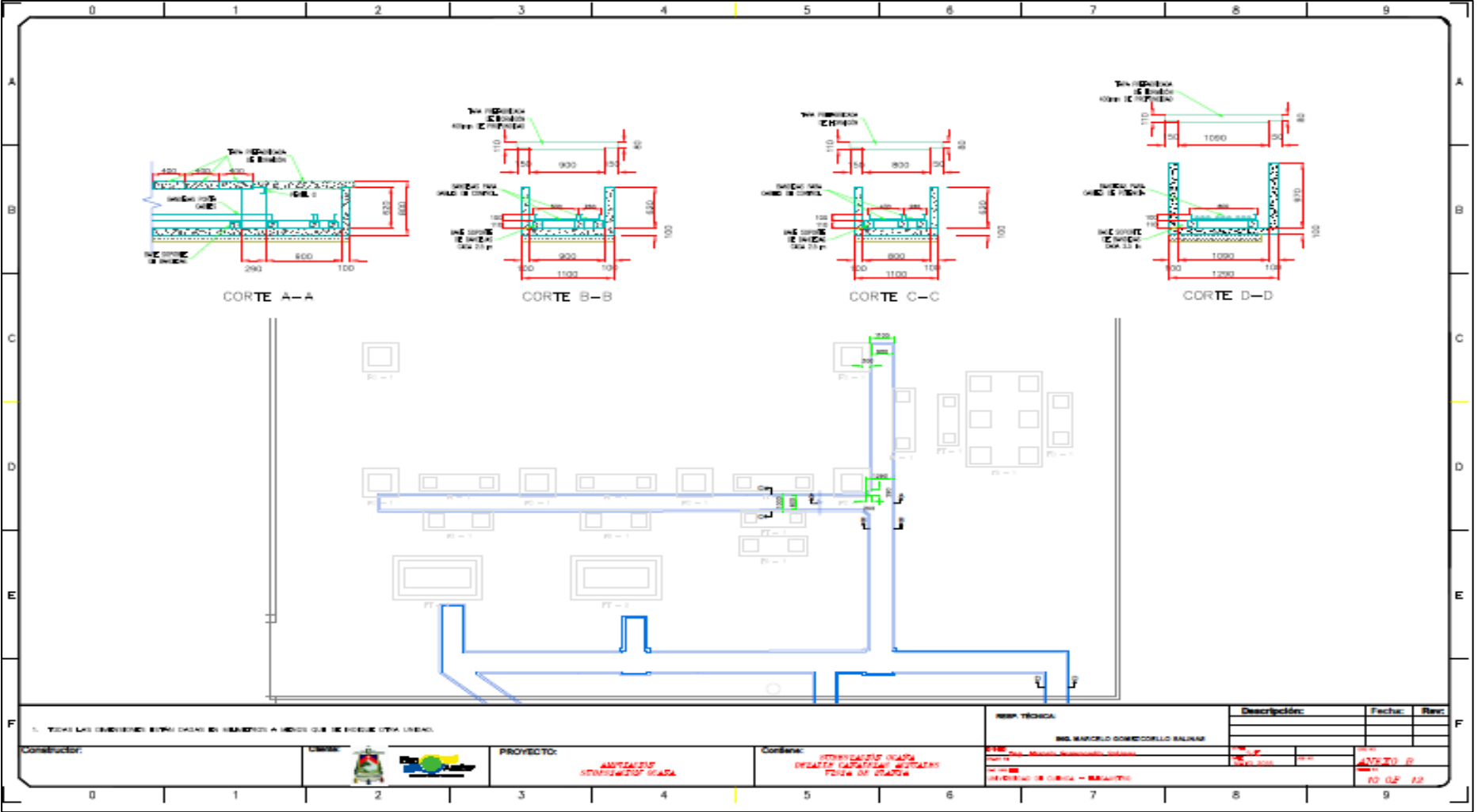


Anexo K. Detalle de la estructura proyectada para la subestación Ocaña



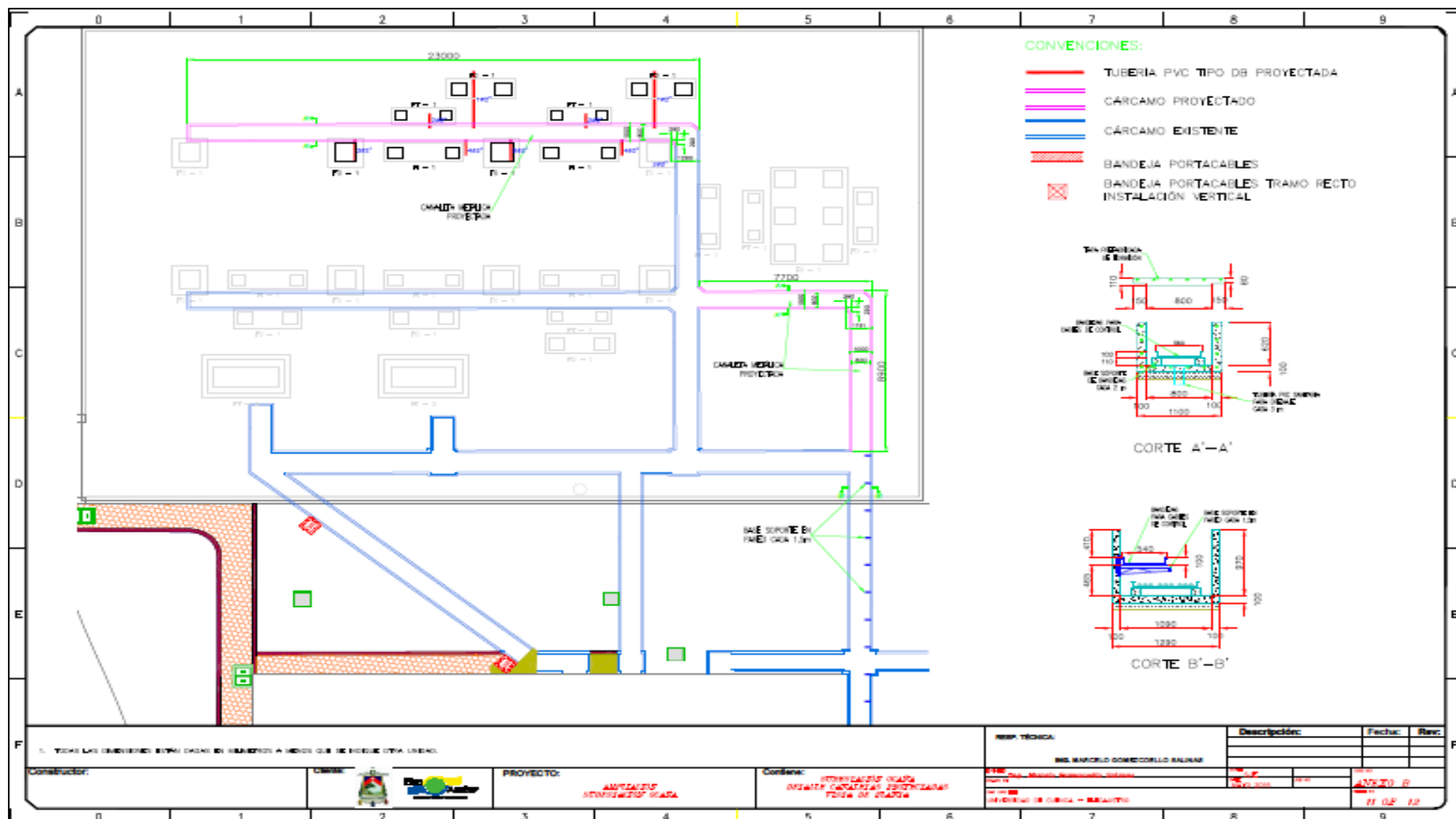


Anexo L. Detalle canaletas actuales subestación Ocaña



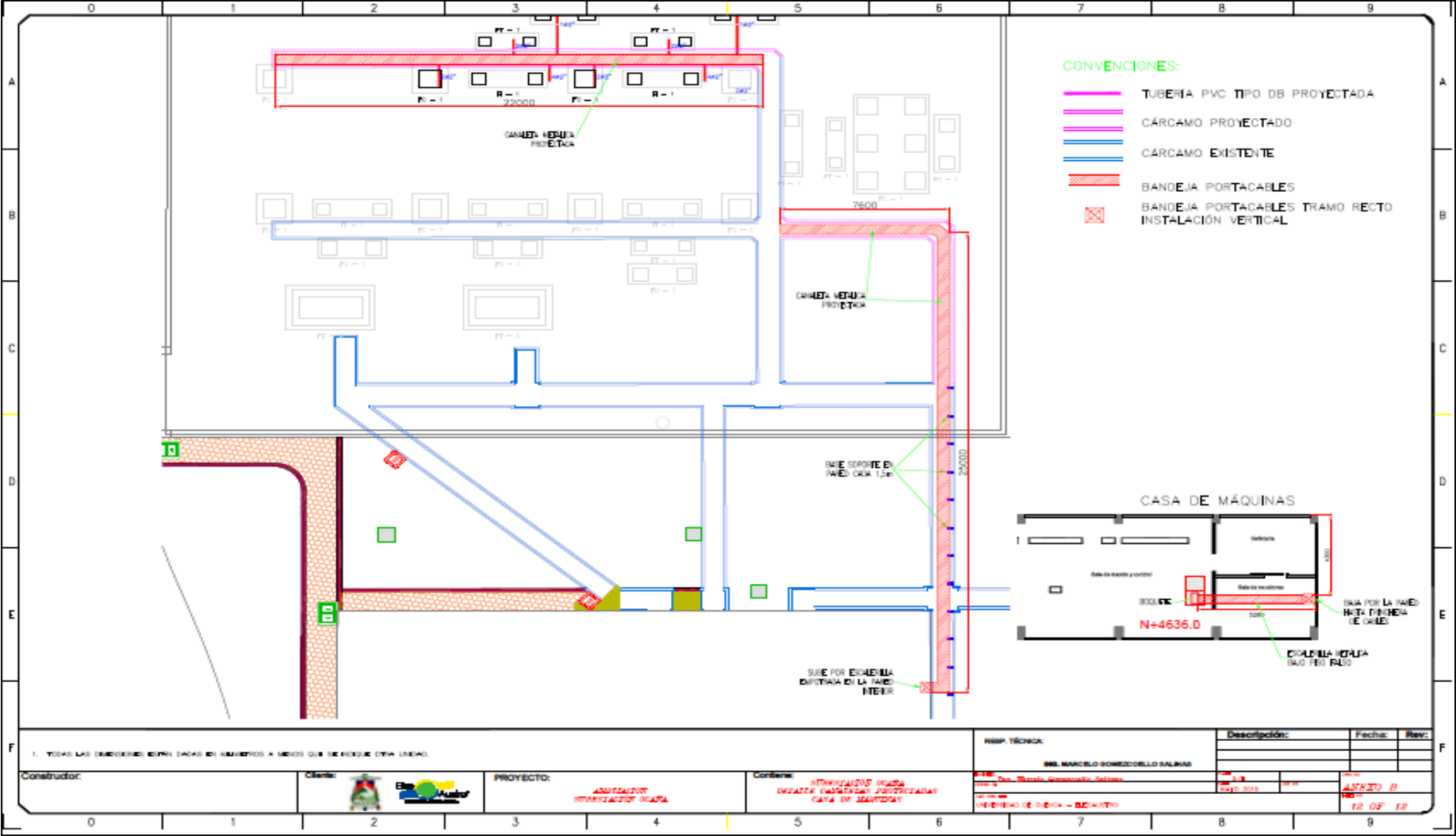


Anexo M. Detalle de canaletas proyectadas subestación Ocaña



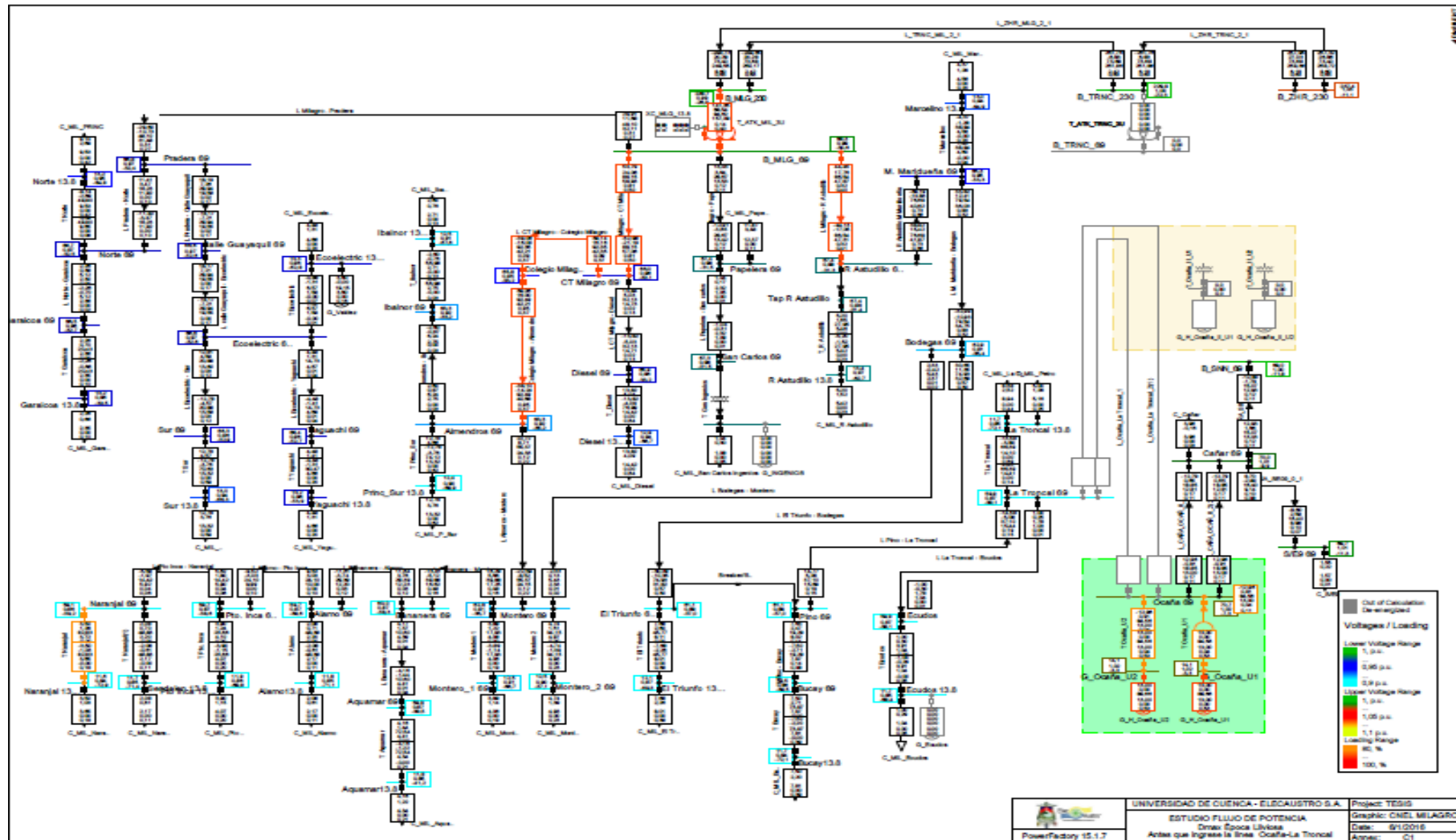


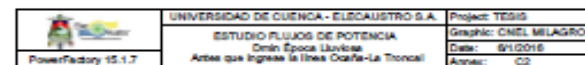
Anexo N. Detalle de canaletas proyectadas casa de máquinas

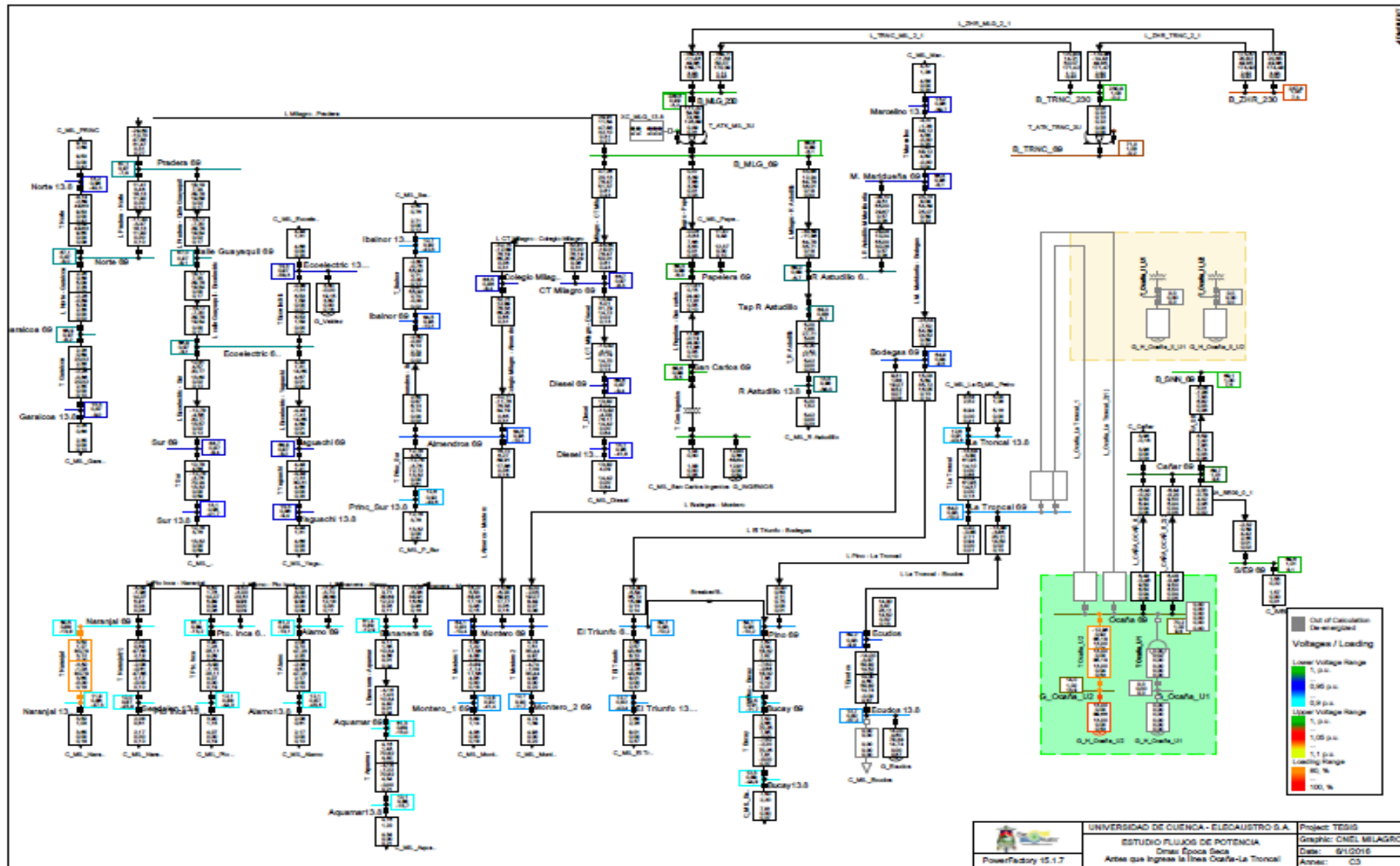


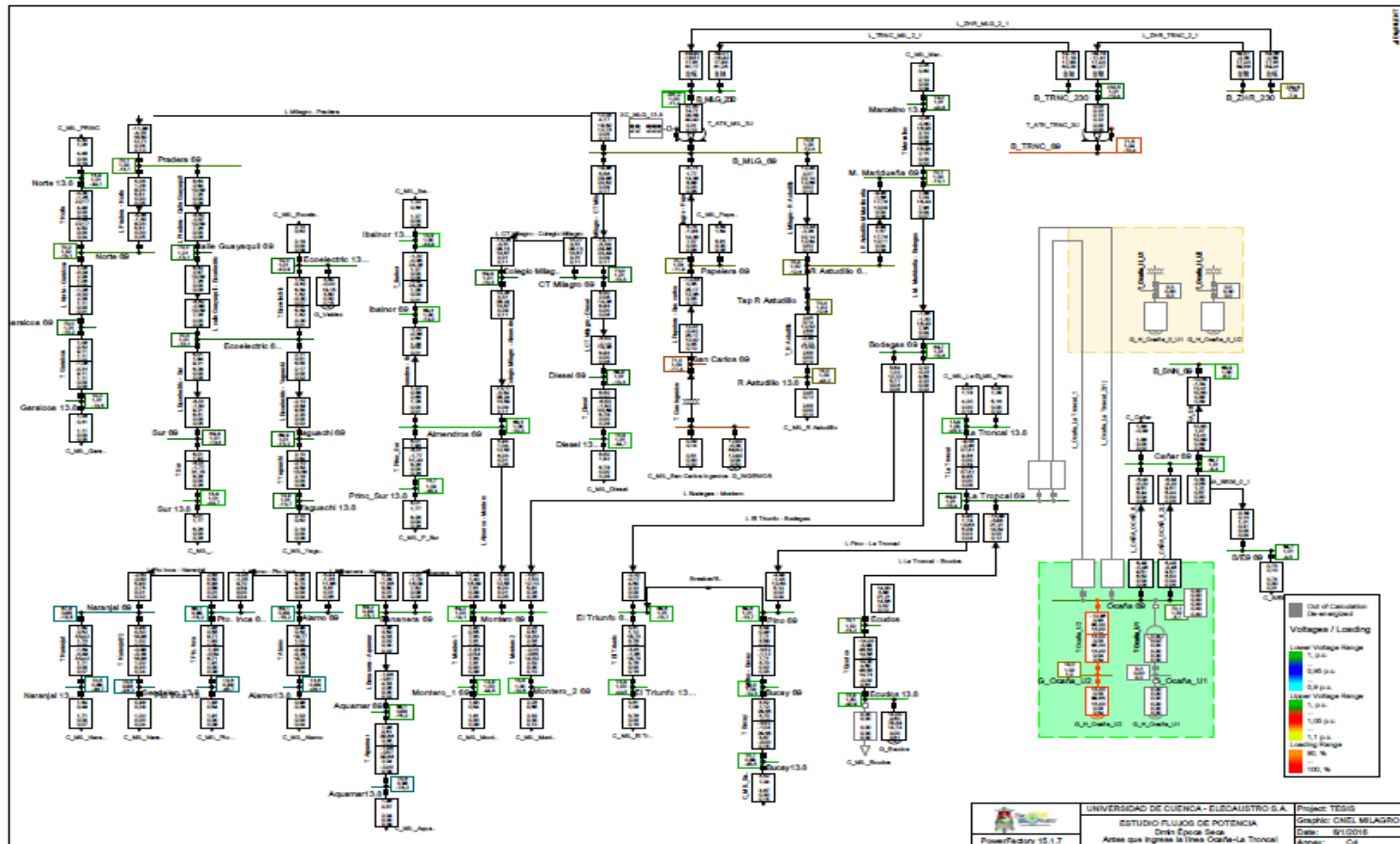


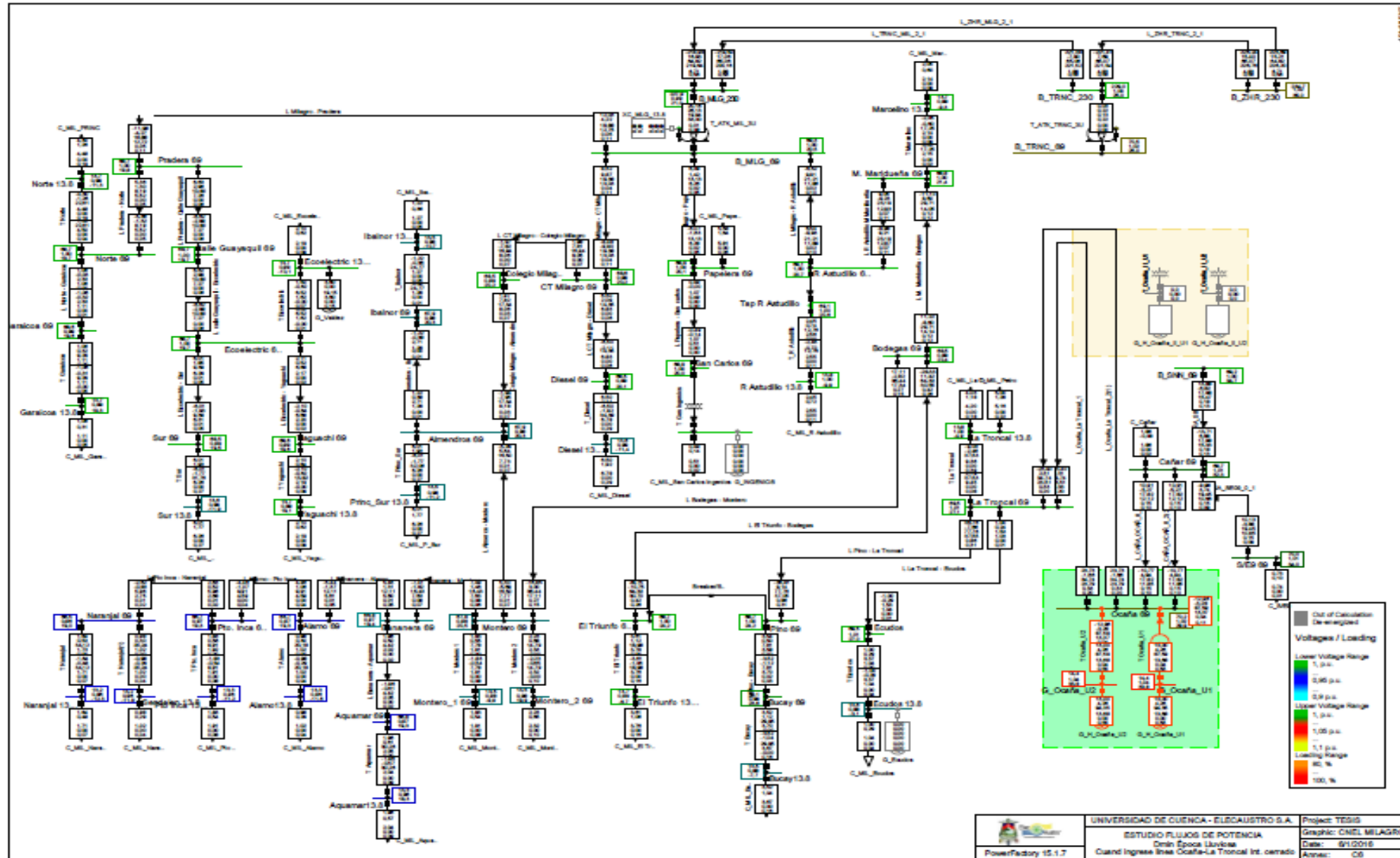
Anexo O. Estudios de flujo de potencia

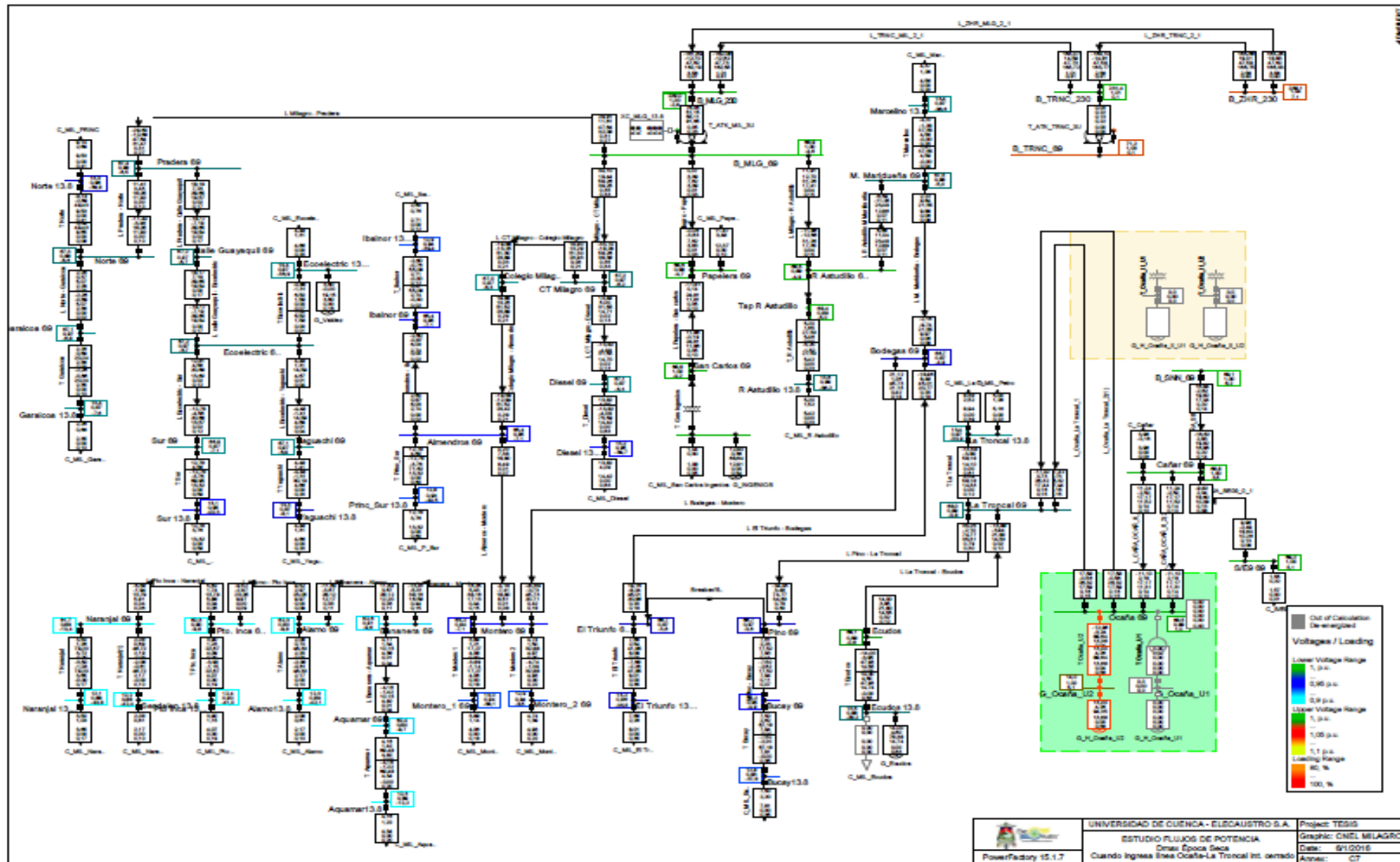




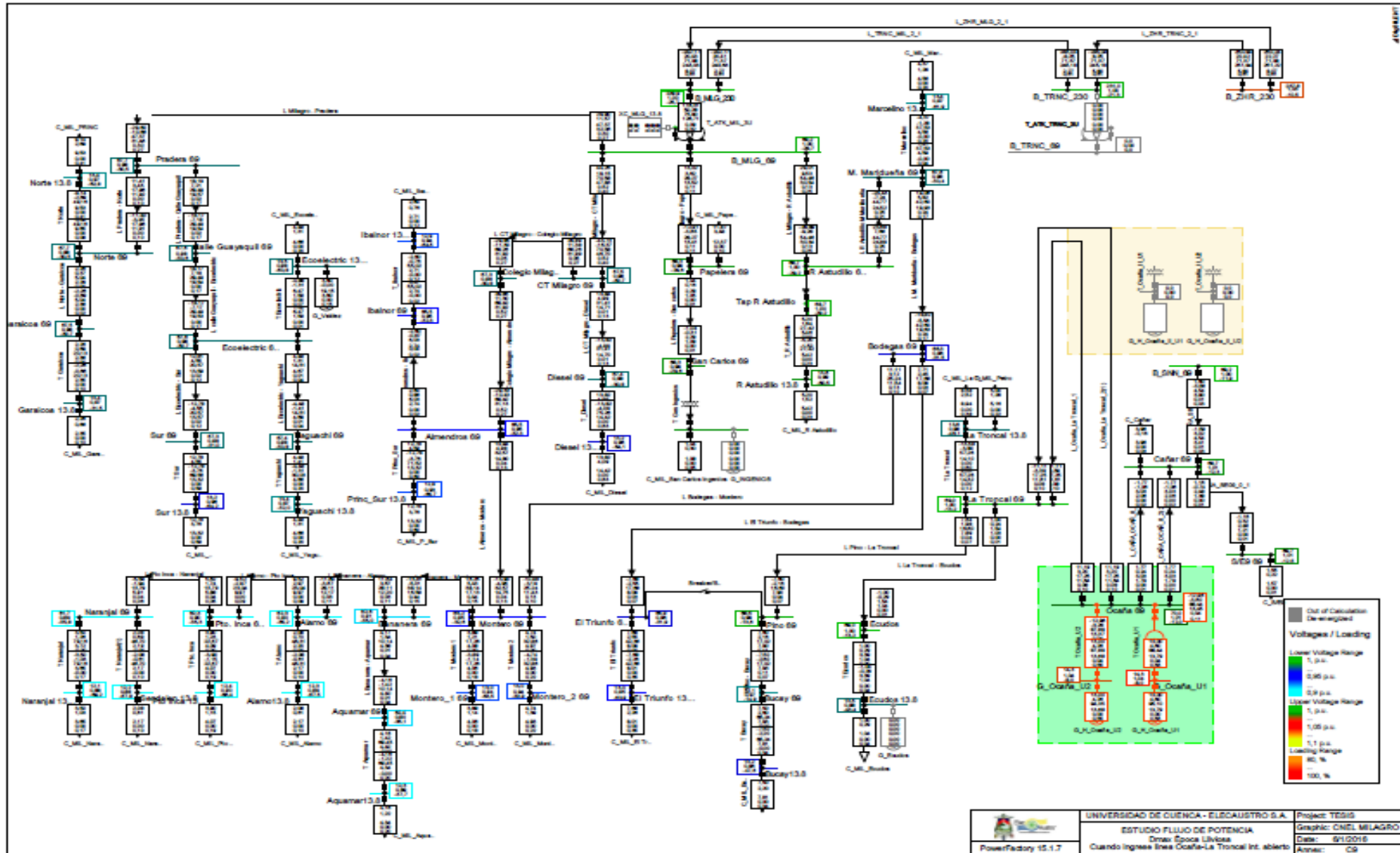


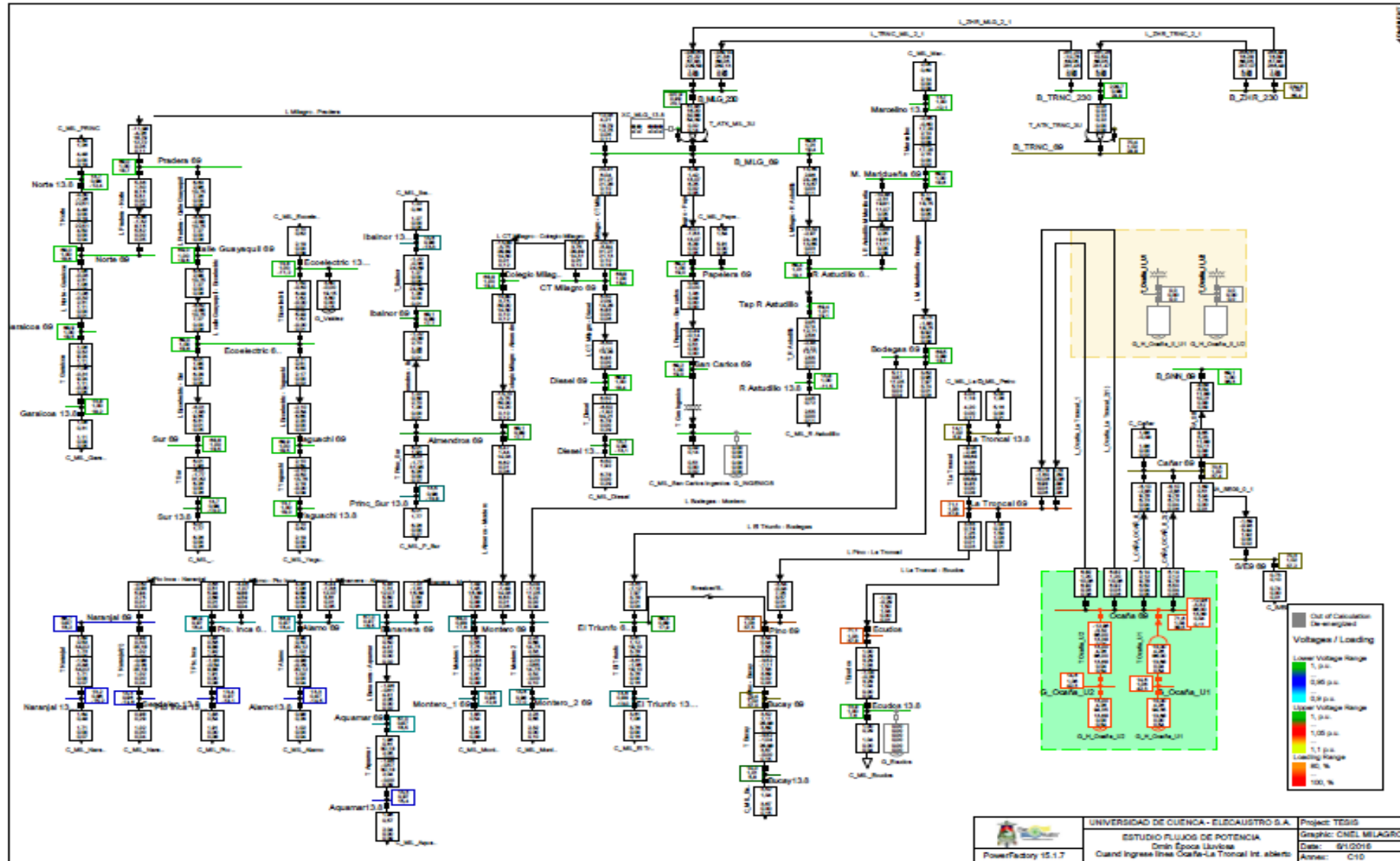


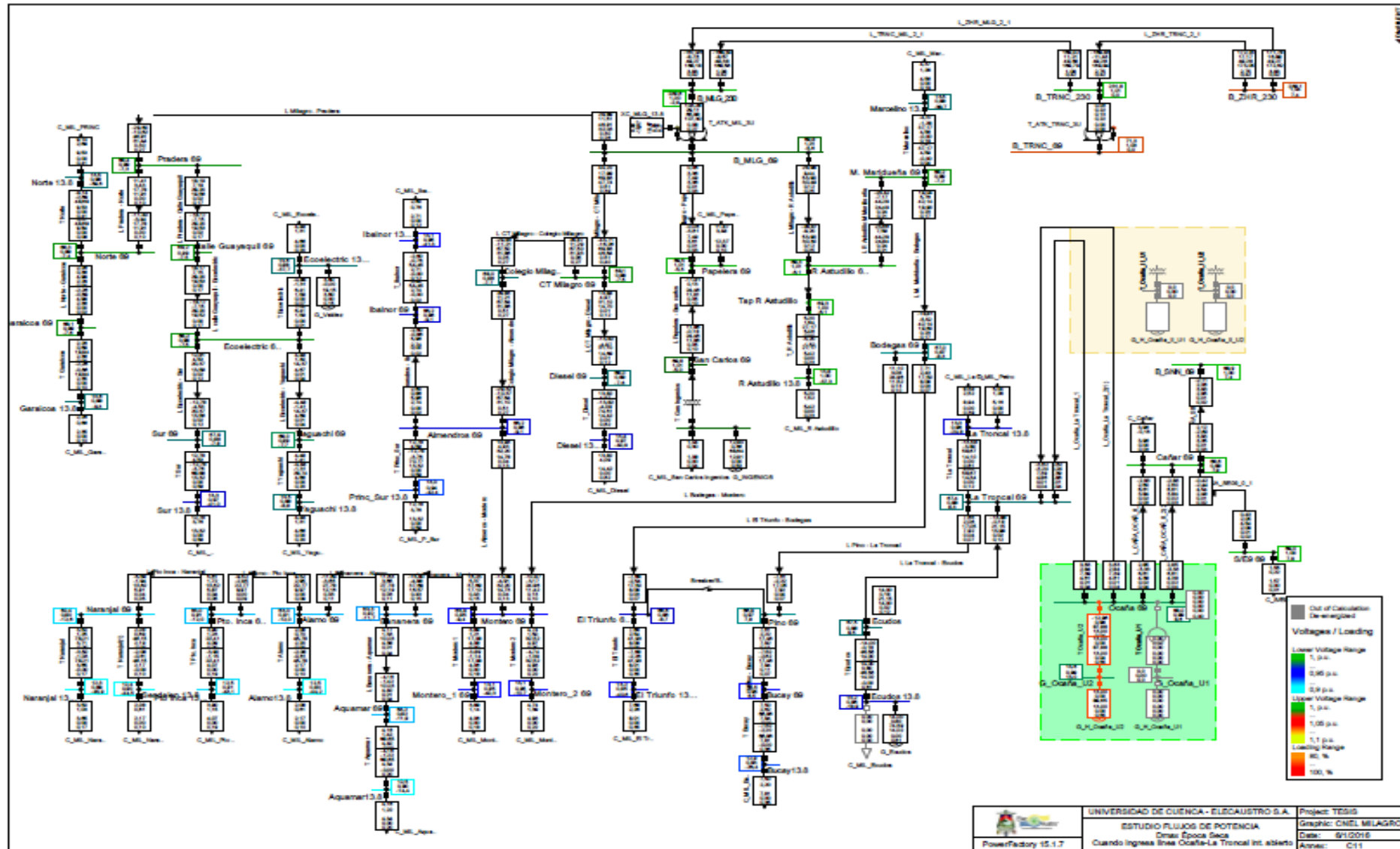


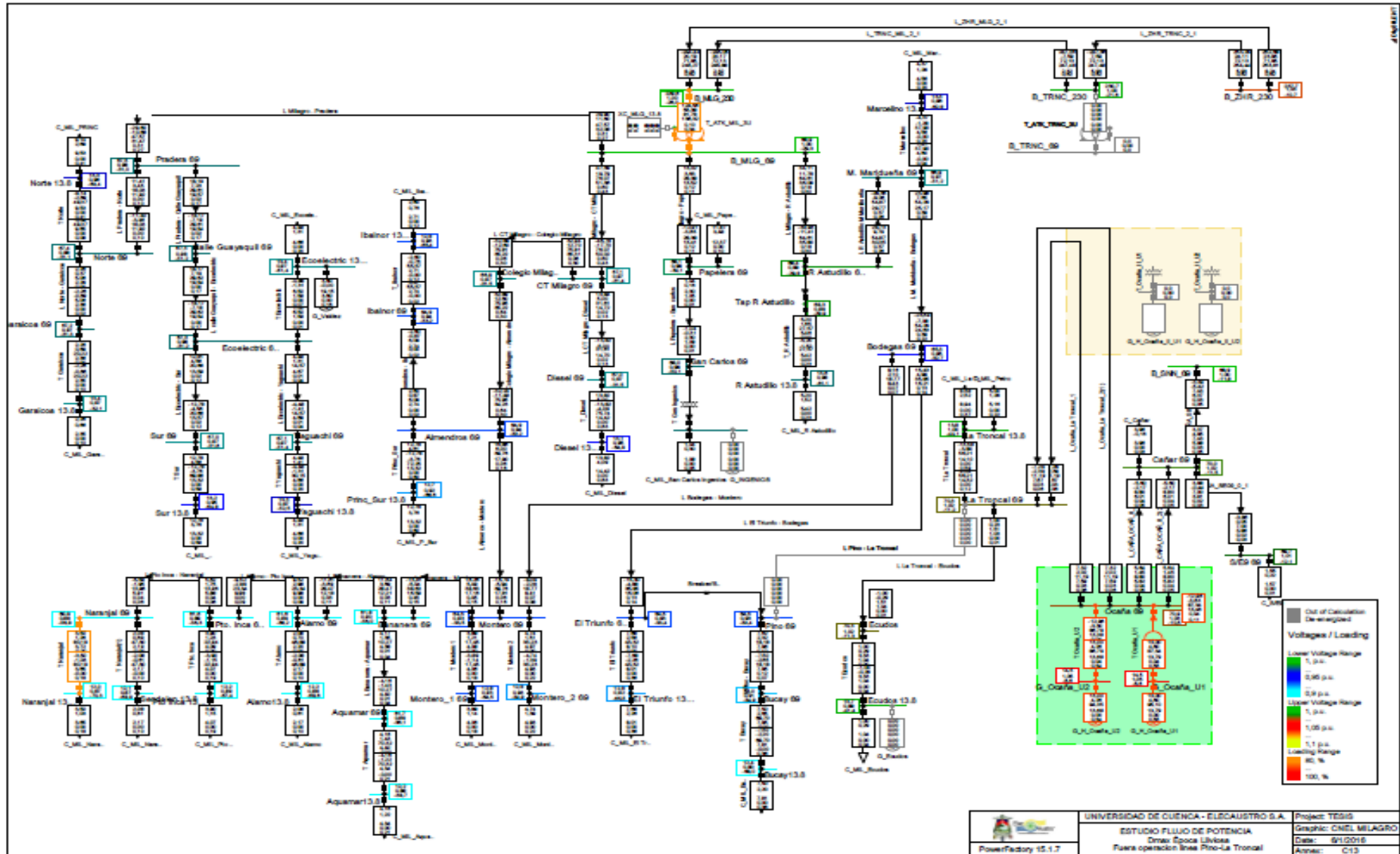


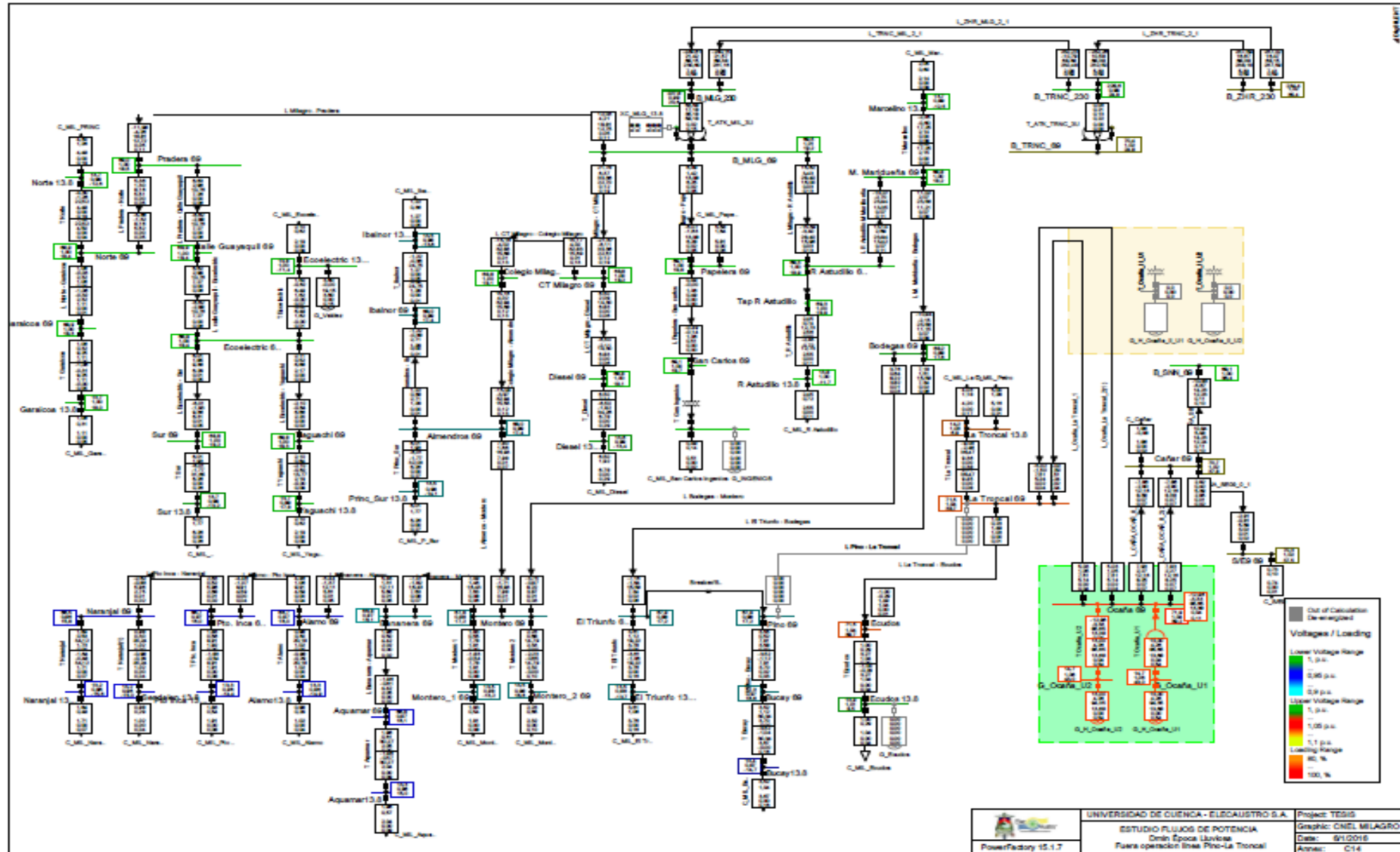


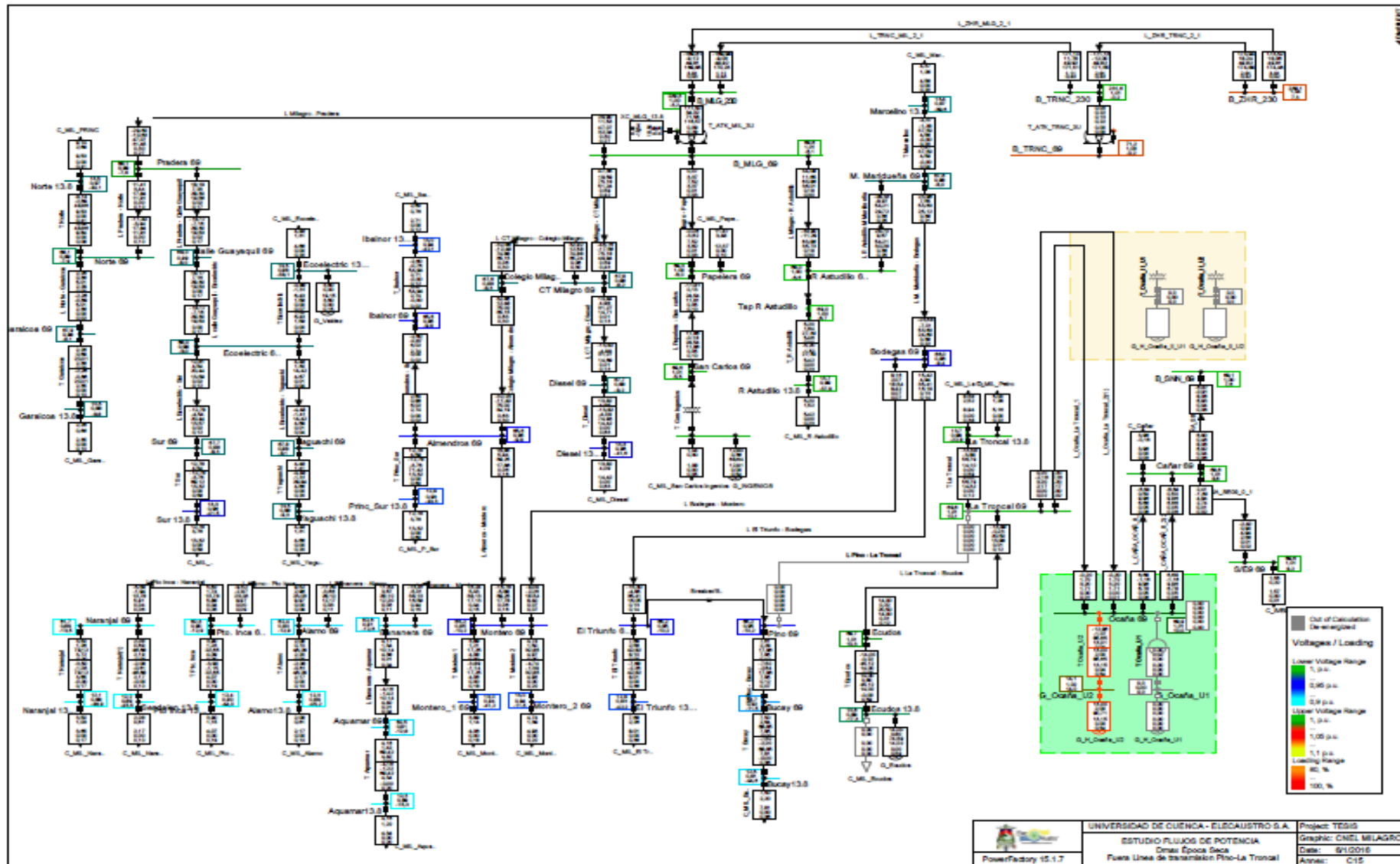


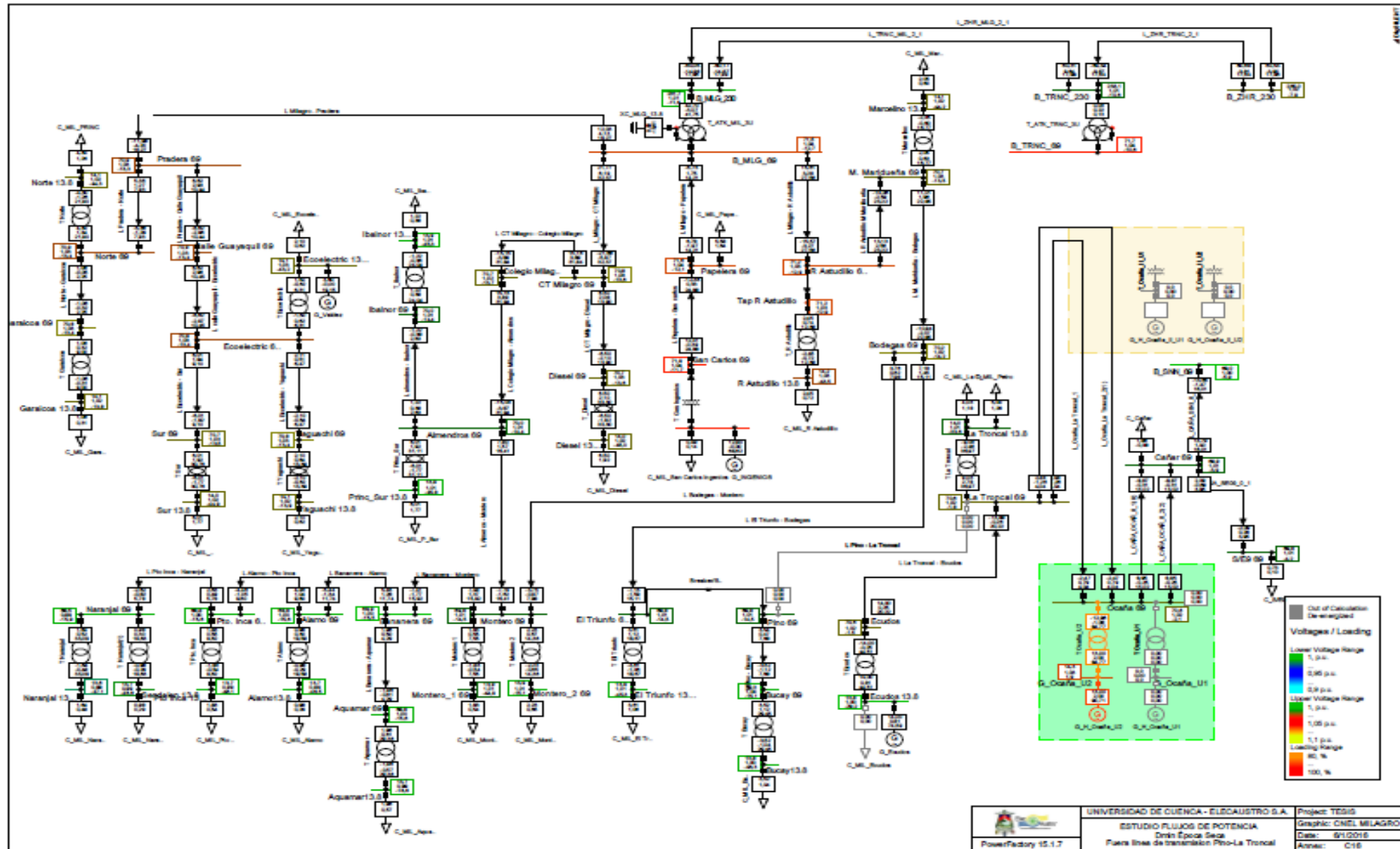


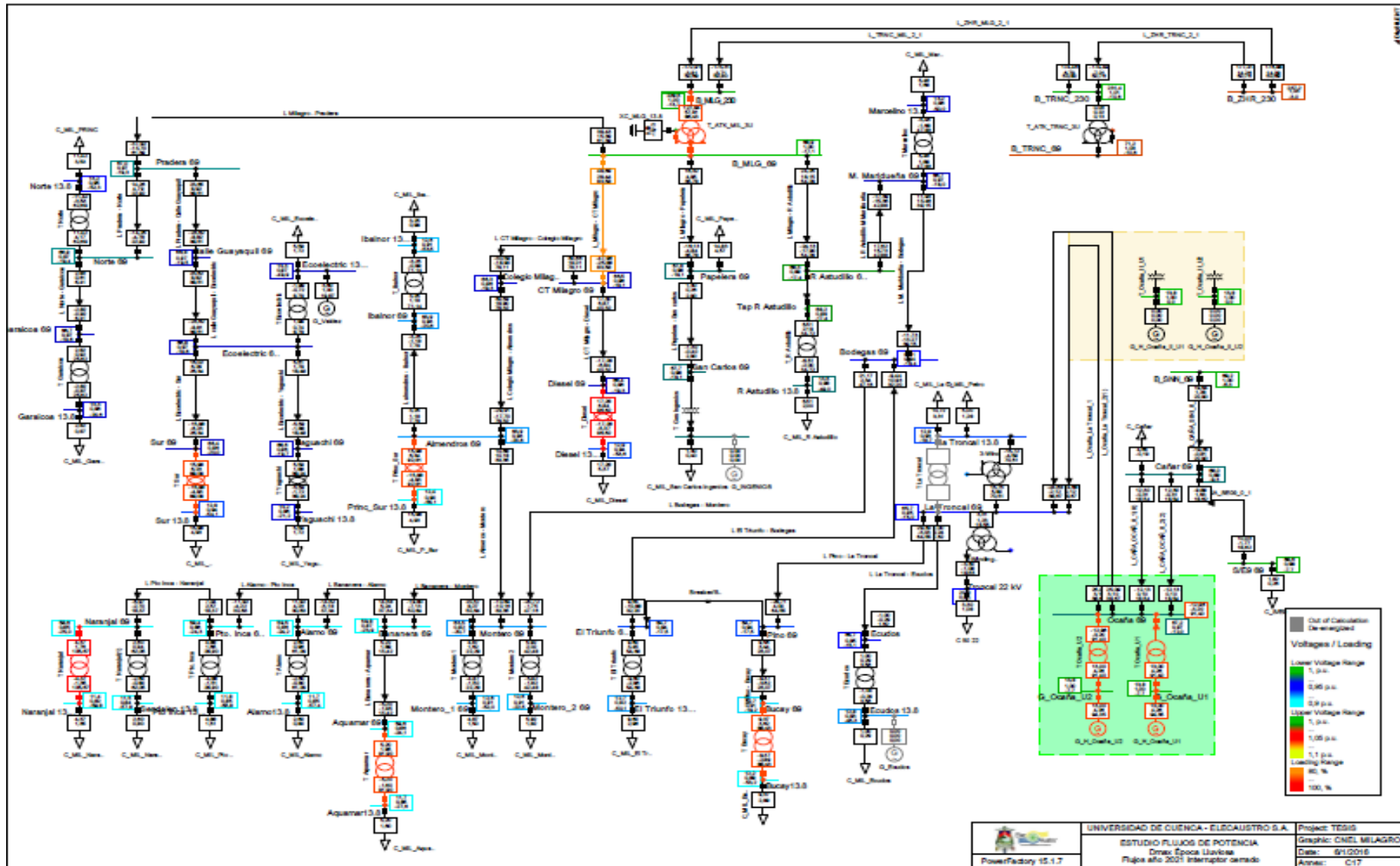


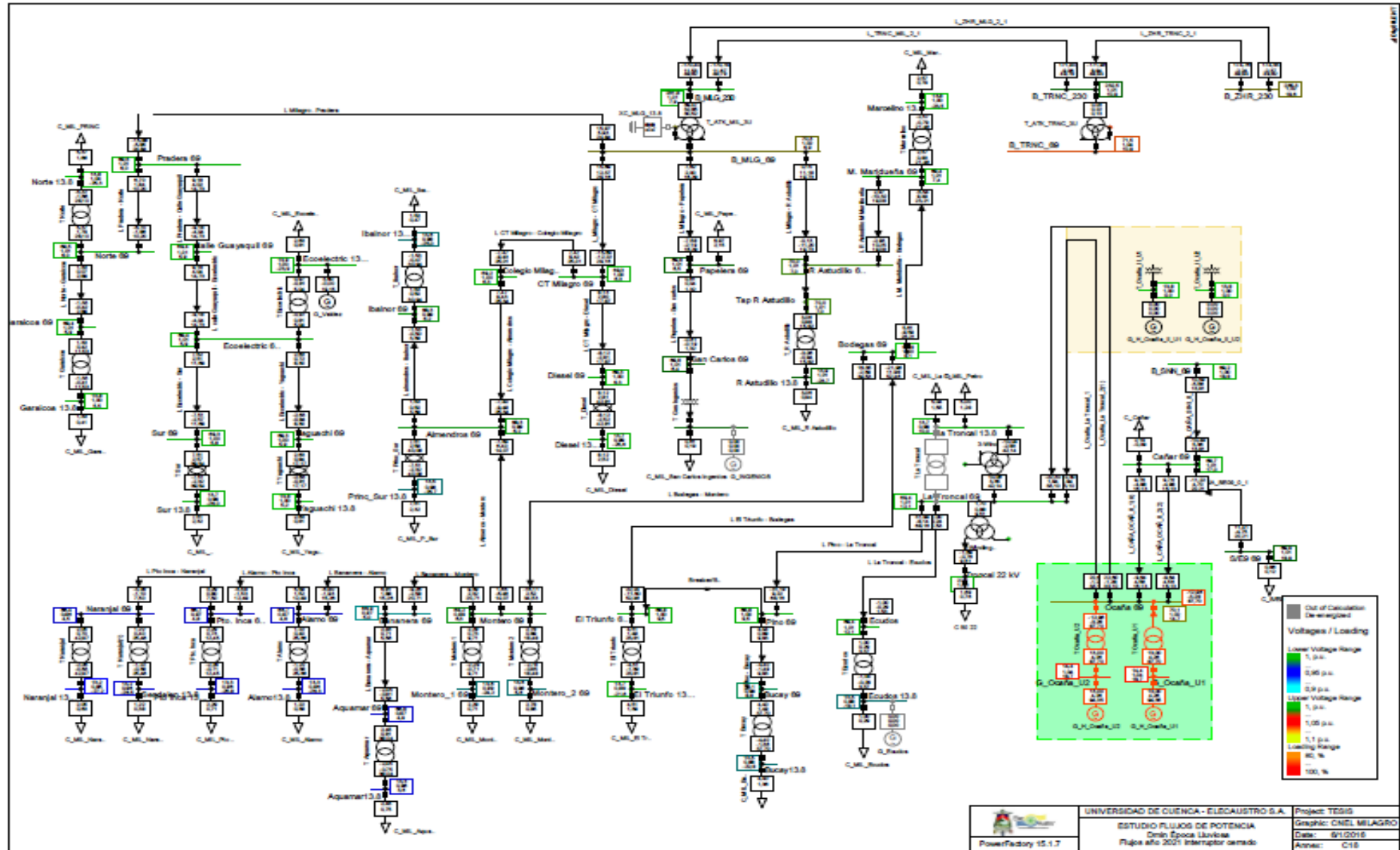


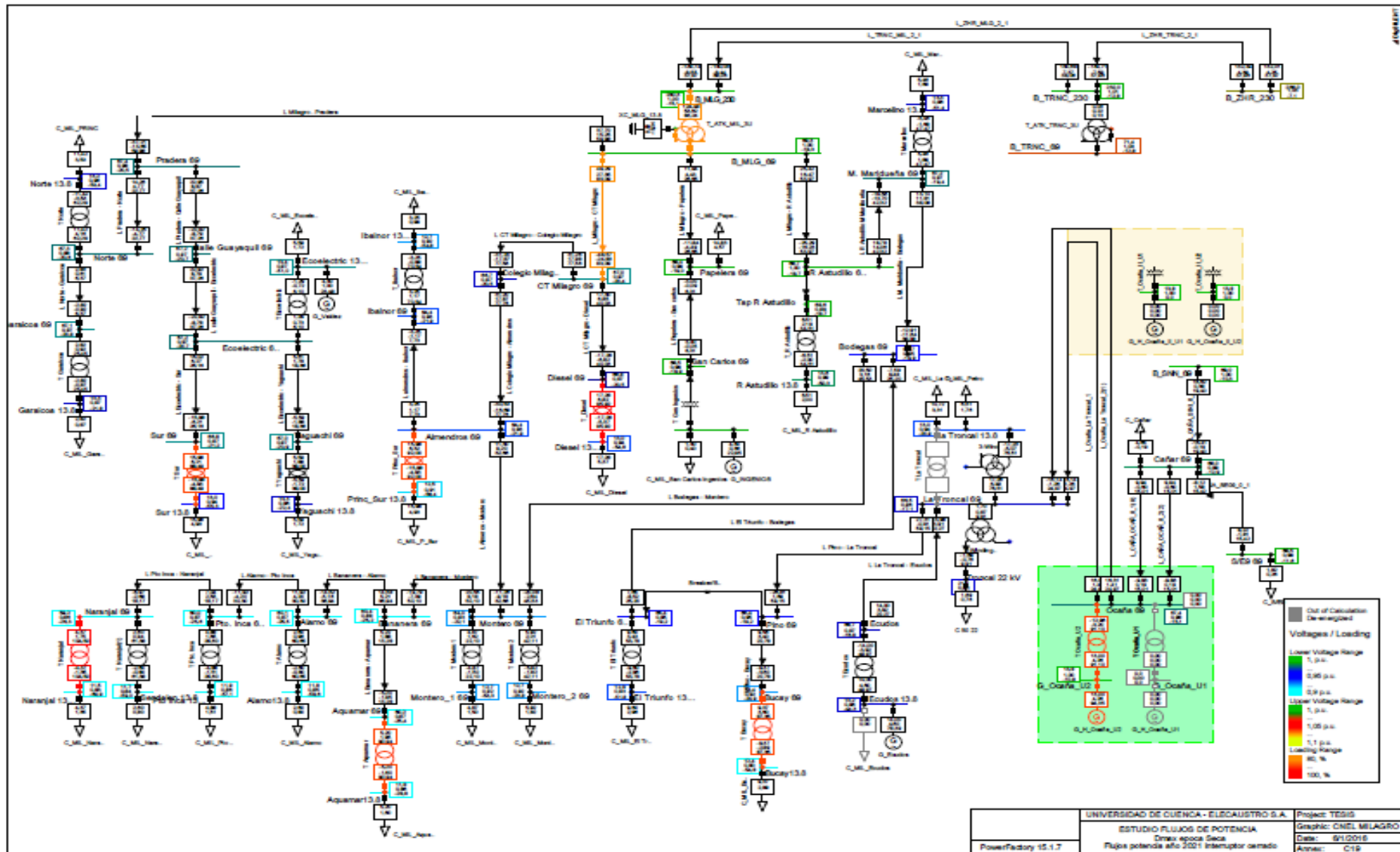


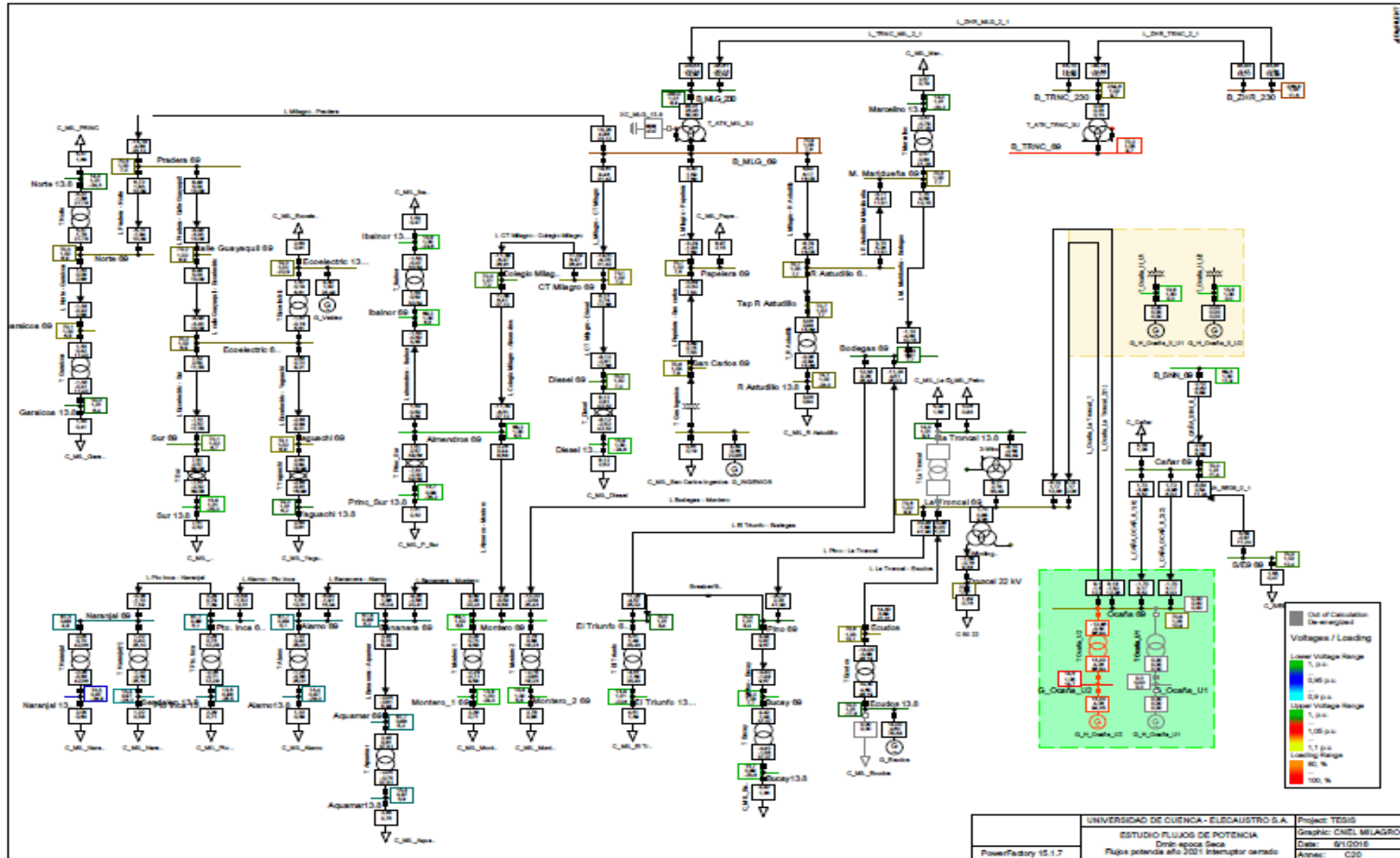


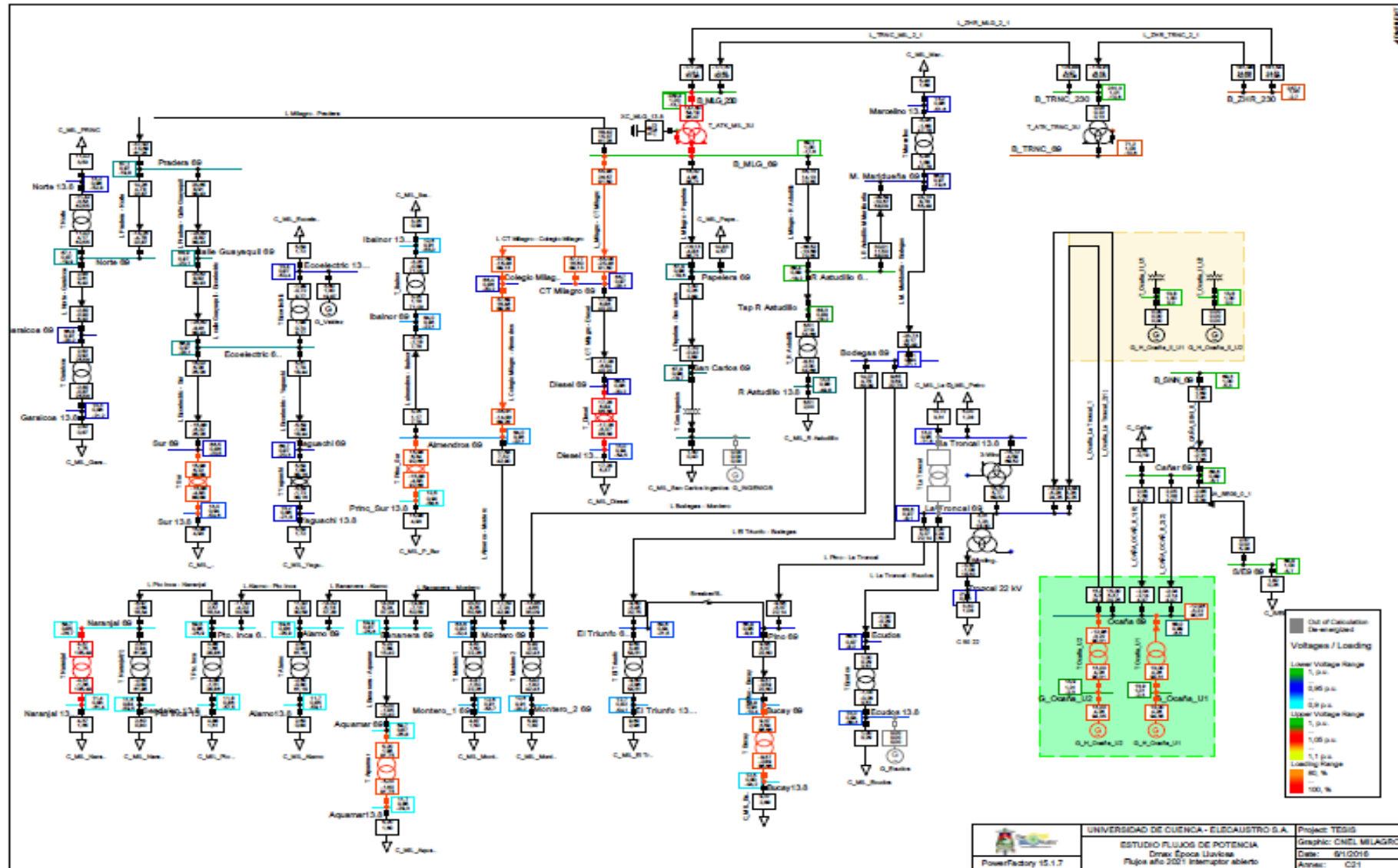


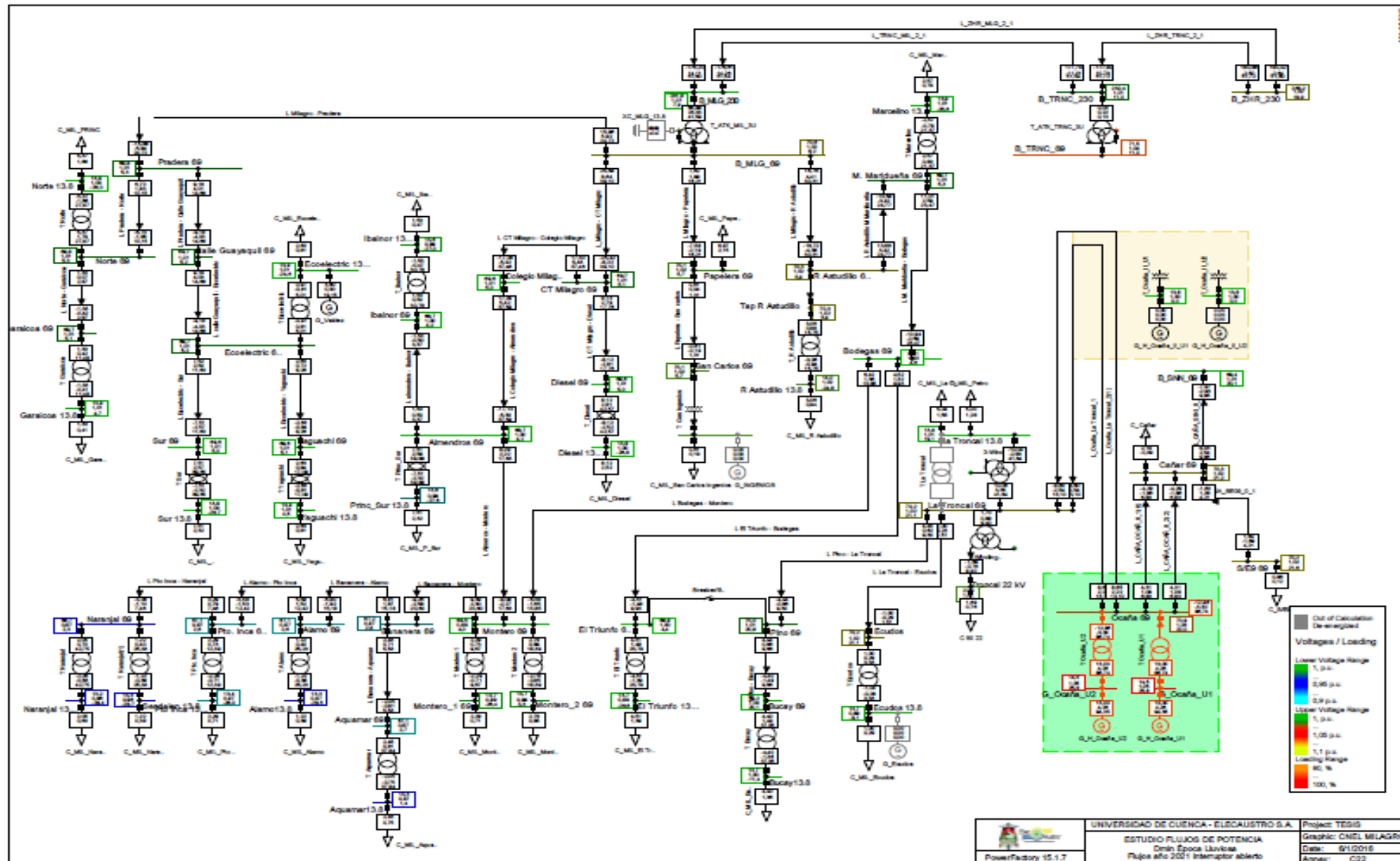




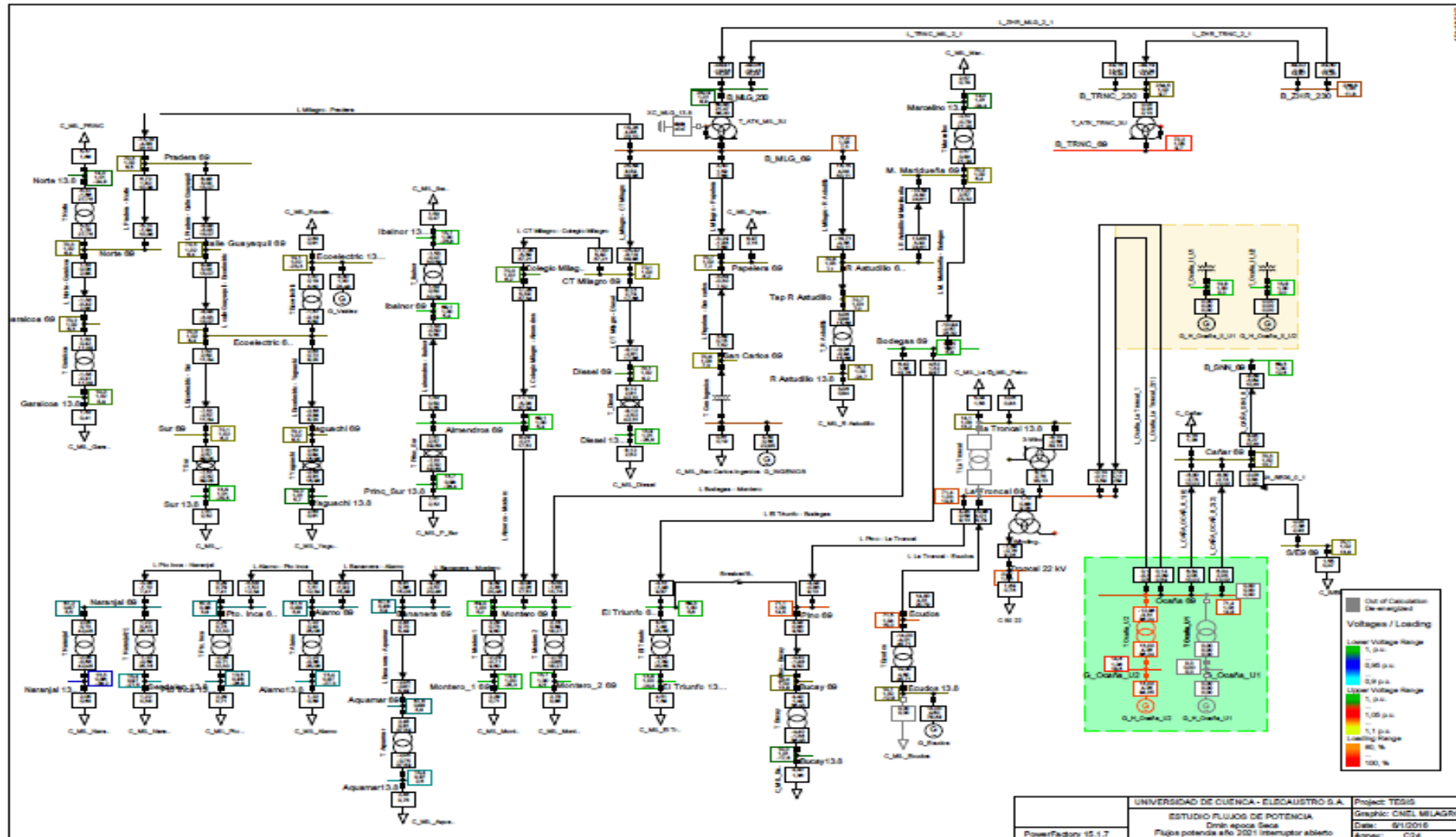






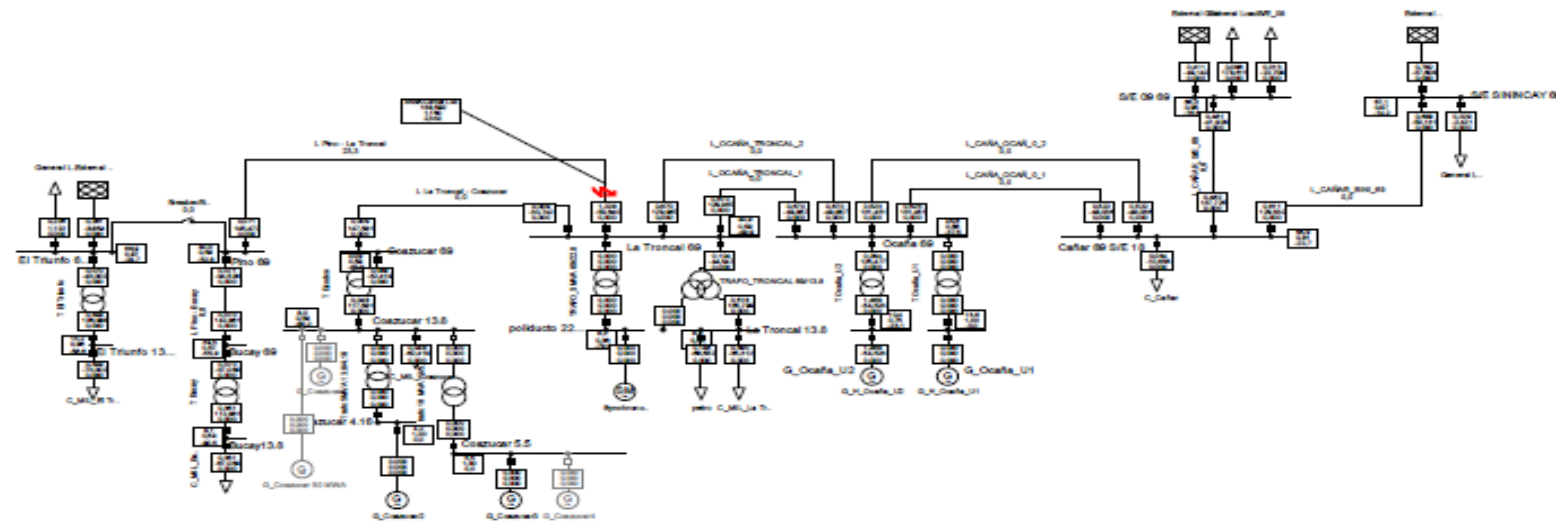








Anexo P. Estudio de cortocircuitos

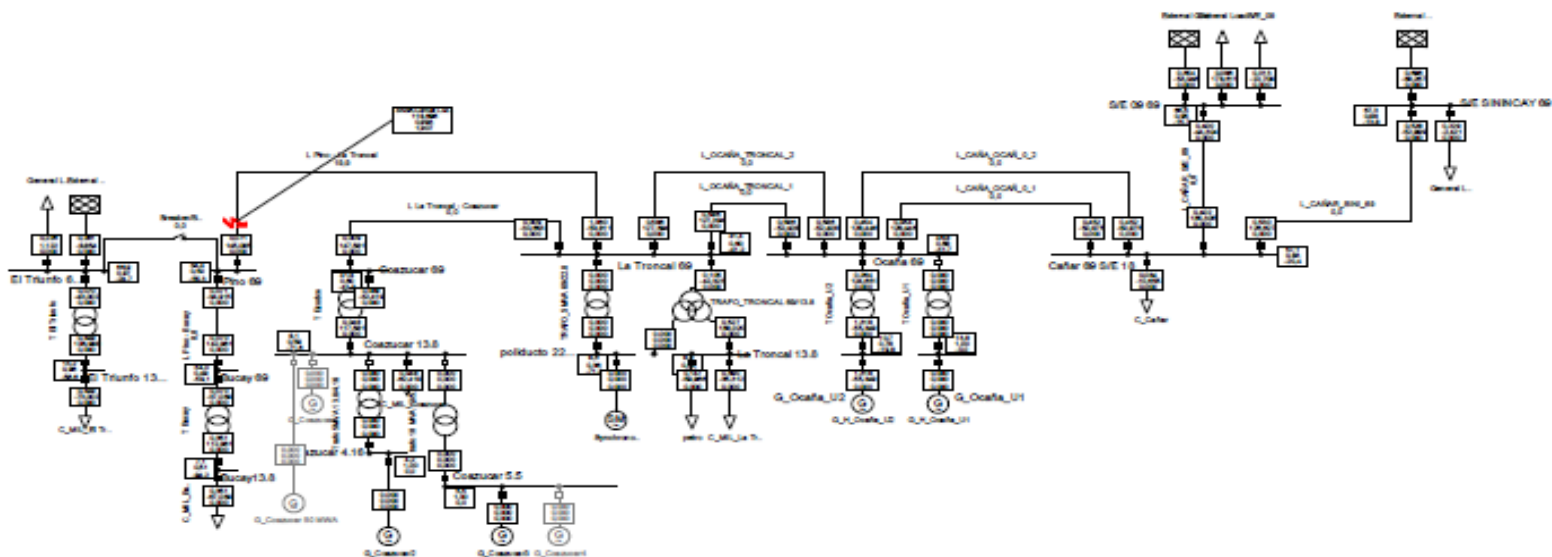


3-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Ma
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude (p)
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]




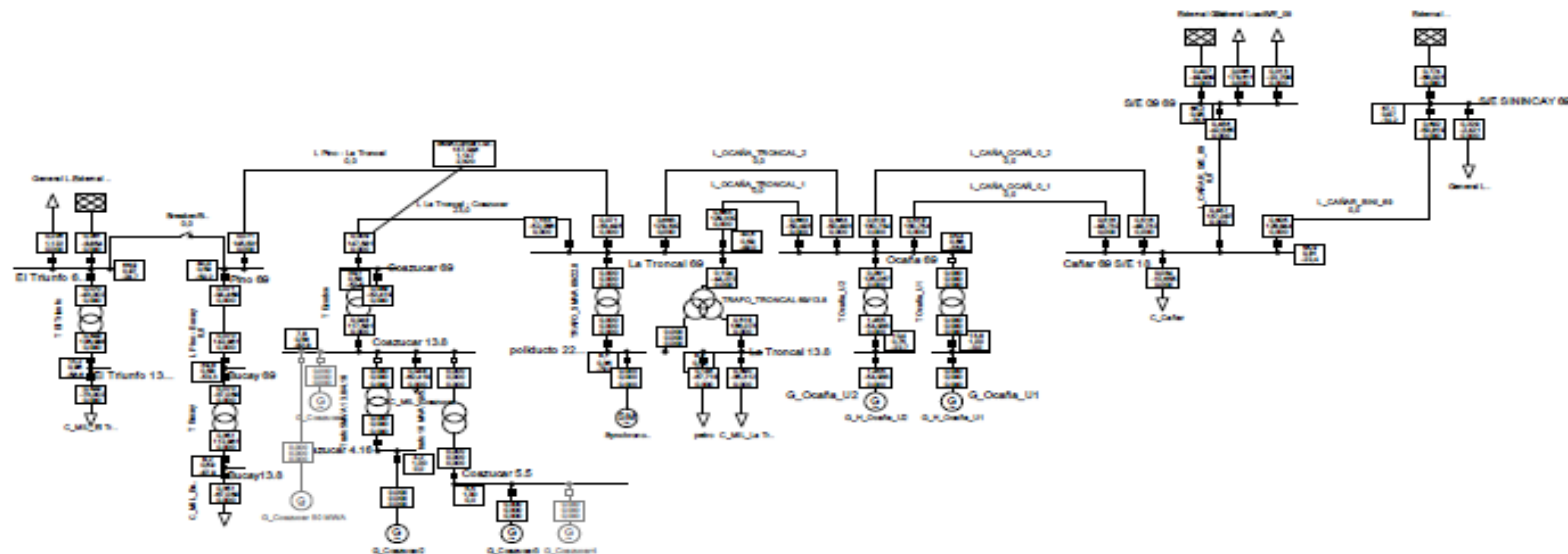
UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS
Punto de falla: 10% línea LA Troncal - Pino
Cortocircuito trifásico $r=20 \text{ ohm}$ - Min SCC

Project: TESIS
Graphic: Coordinación de
Date: 8/1/2016
Anex: D1




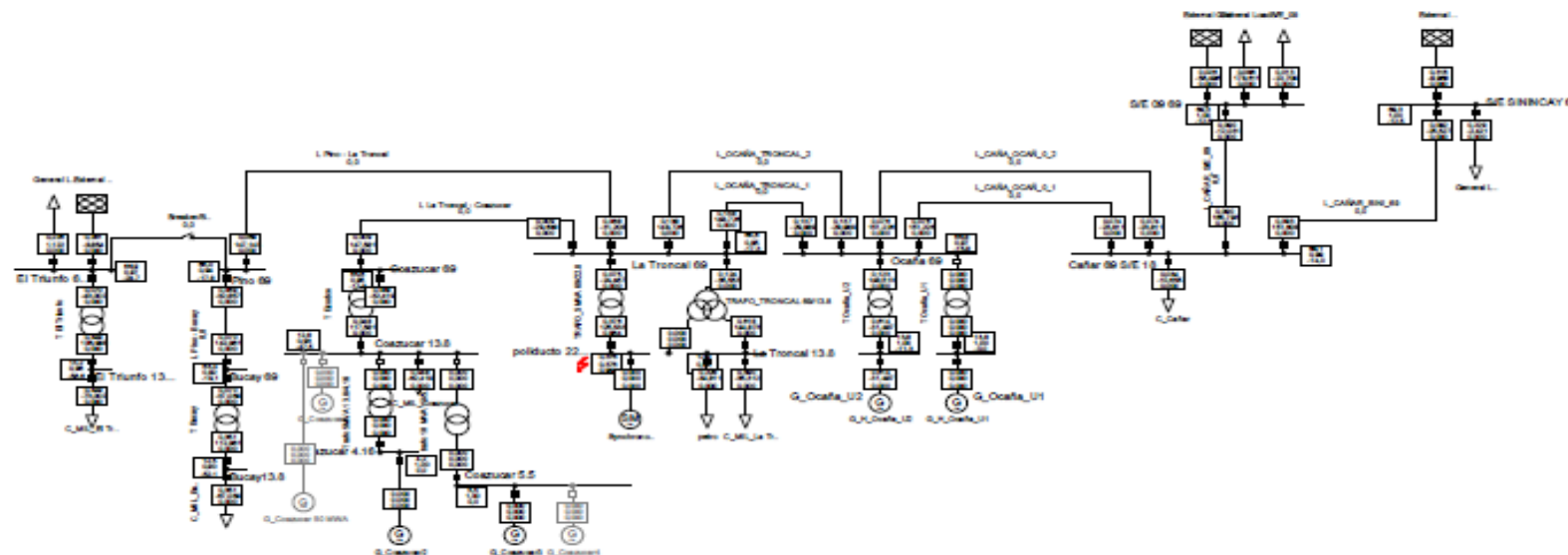
S-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Node(s)	Node(s)
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Ma
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	Graphic: Coordinación de
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: 90% línea La Troncal - Pino Cortocircuito trifásico $r_f = 20 \text{ ohm}$ - Min SCC	Date: 01/2016
PowerFactory 15.1.7	Author: D2



3-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Min
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	Graphic: Coordinación de
	Punto de falla: 90% línea Le Troncal - Coacucar	Date: 9/1/2018
	Cortocircuito trifásico r _f = 20 ohm - Min SCC	Anexo: D4

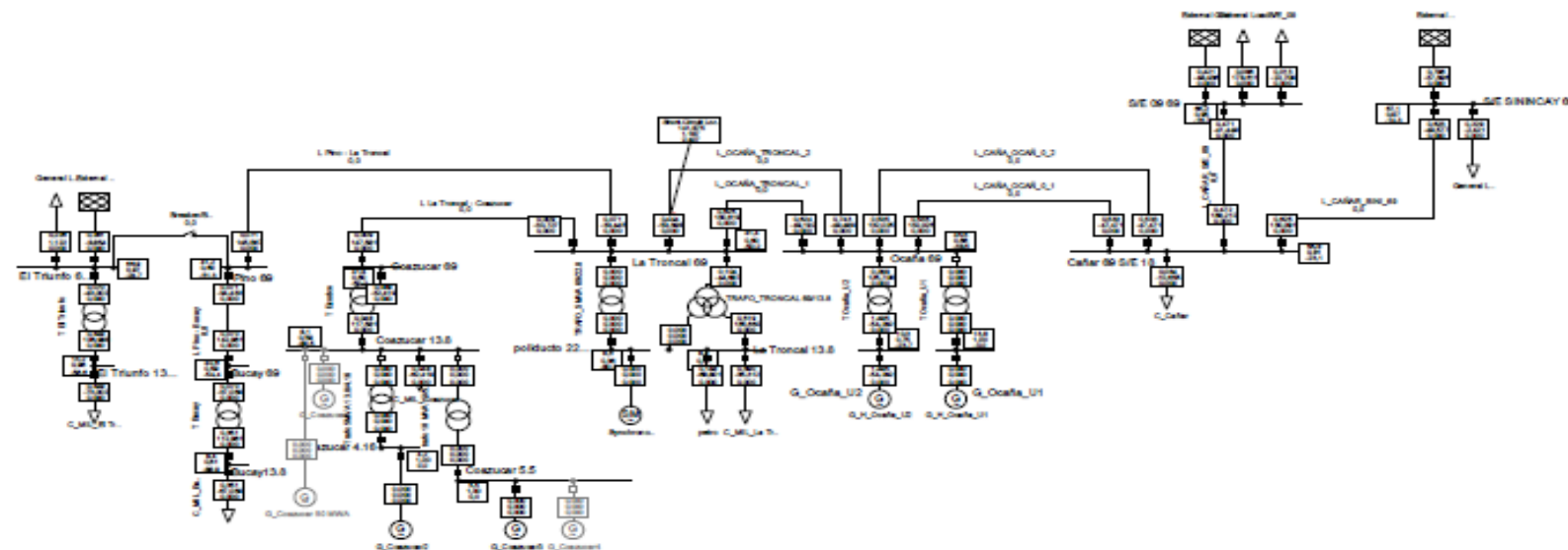


3-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Min
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]



UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS
Punto de falla: Poliducto 22 kV
Cortocircuito trifásico r_f=20 ohm - Min SCC

Project: TESIS
Graphic: Coordinación de
Date: 8/1/2018
Anexo: D5

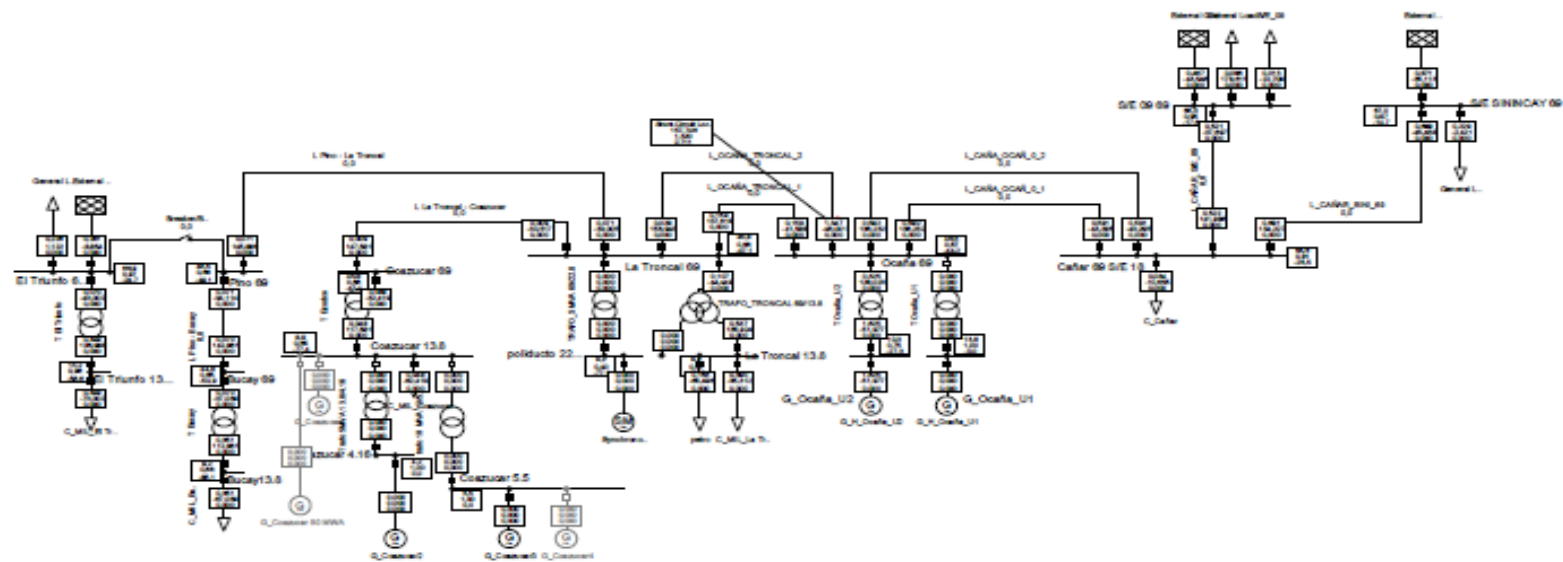


3-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Ma
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]




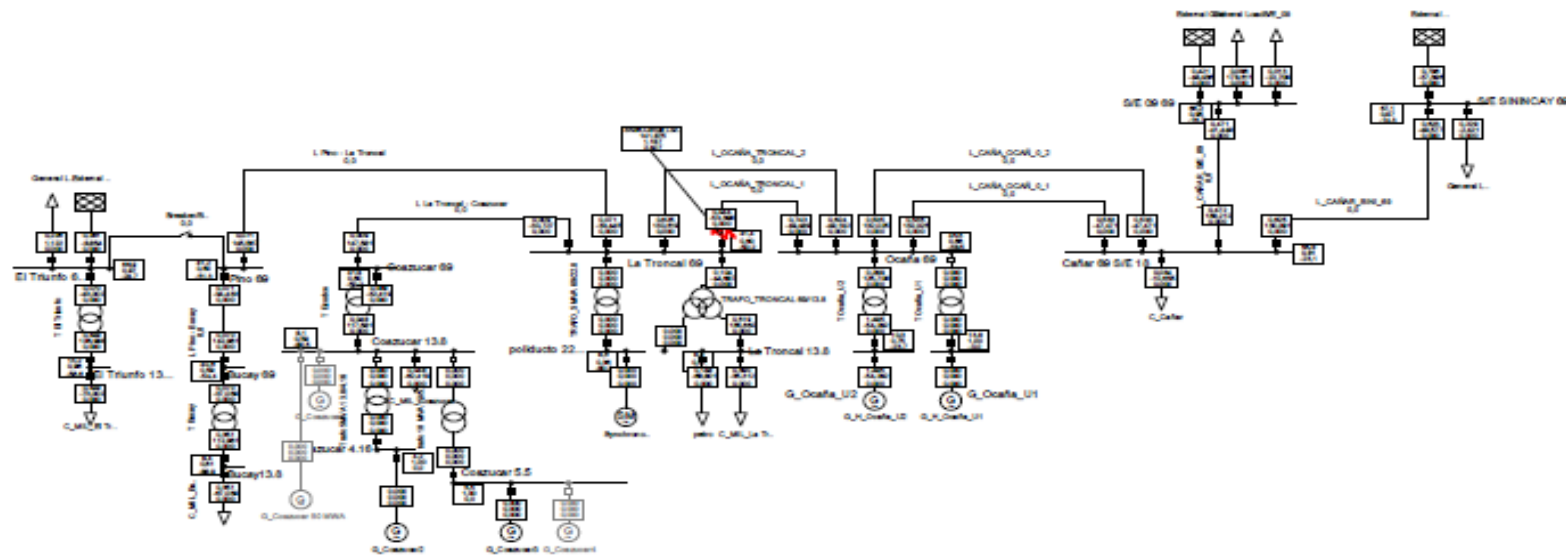
UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS
Punto de falla: 10% Línea Le Troncal - Ocaña_2
Cortocircuito trifásico r= 20 ohm - Min SCC

Project: TESIS
Graphic: Coordinación de
Date: 8/1/2018
Anexo: D7

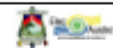


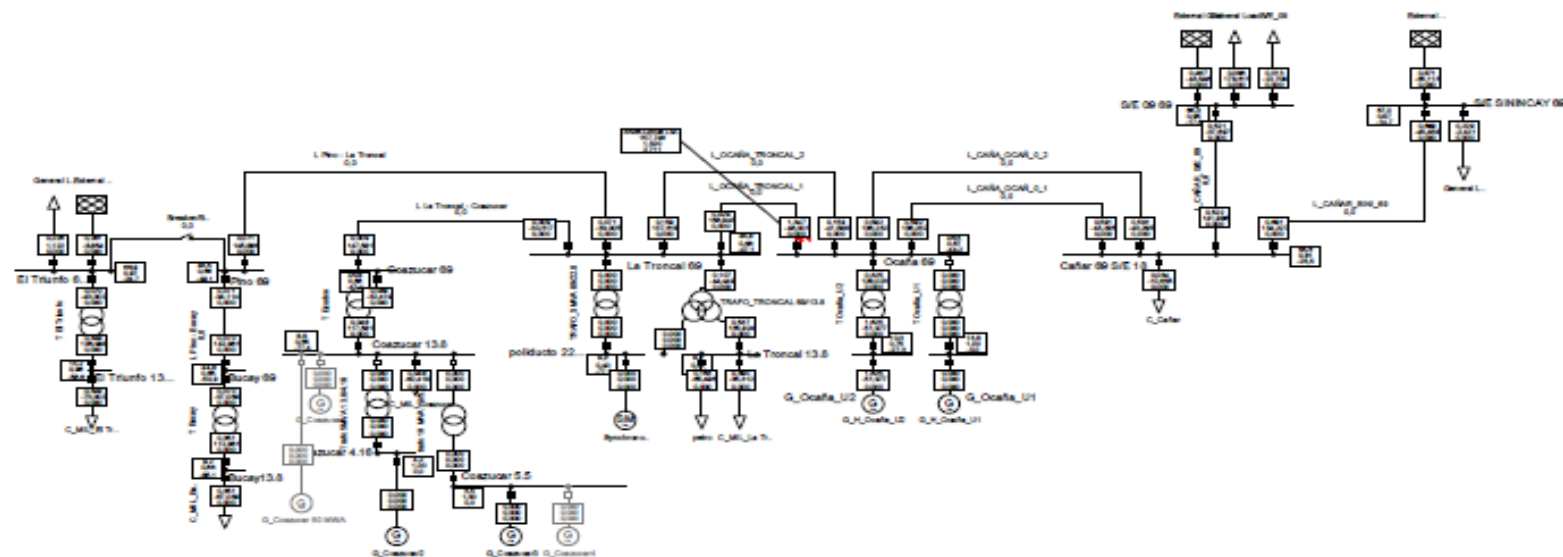
3-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Mv
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude (p)
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	Graphic: Coordinación de
	Punto de falla: 90% Línea La Troncal - Ocaña_2 Cortocircuito trifásico R= 20 ohm - Min SCC	Date: 6/1/2016 Anex: D8




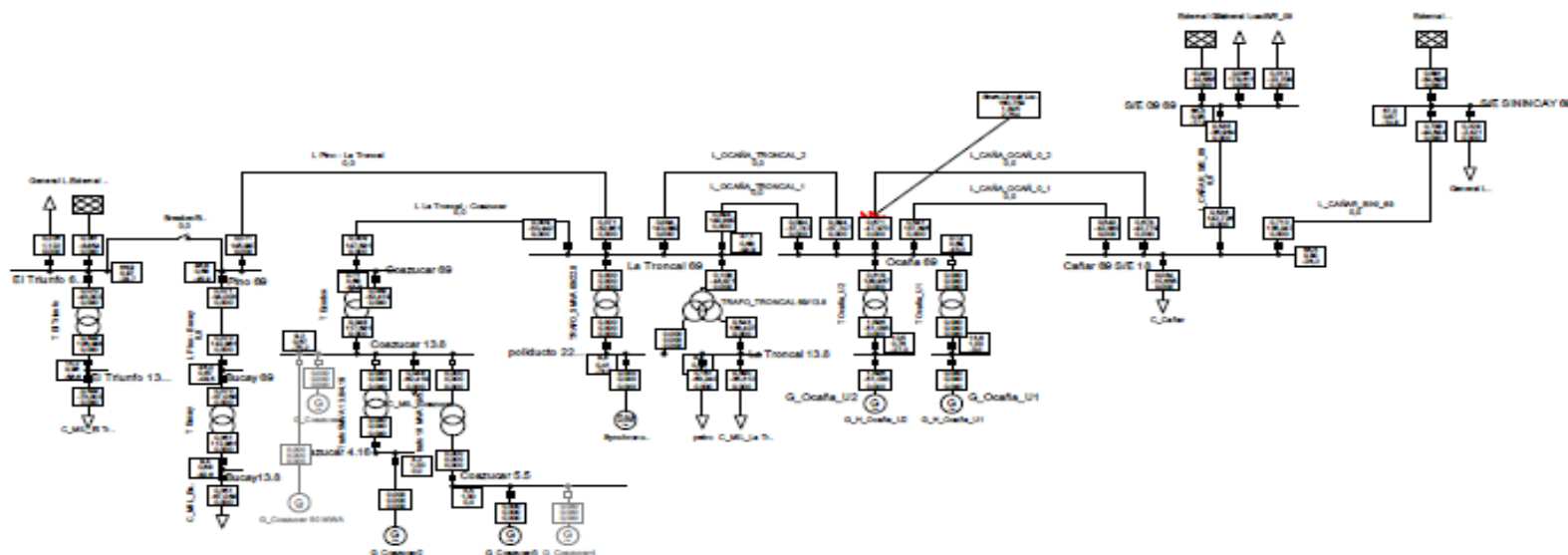
5-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes:	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Min
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.		Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS		Graphic: Coordinacion de
	Punto de falla: 10% Linea La Troncal - Ocafia_1		Date: 01/02/15
	Cortocircuito trifásico r= 20 ohm - Min SCC		Annex: D9




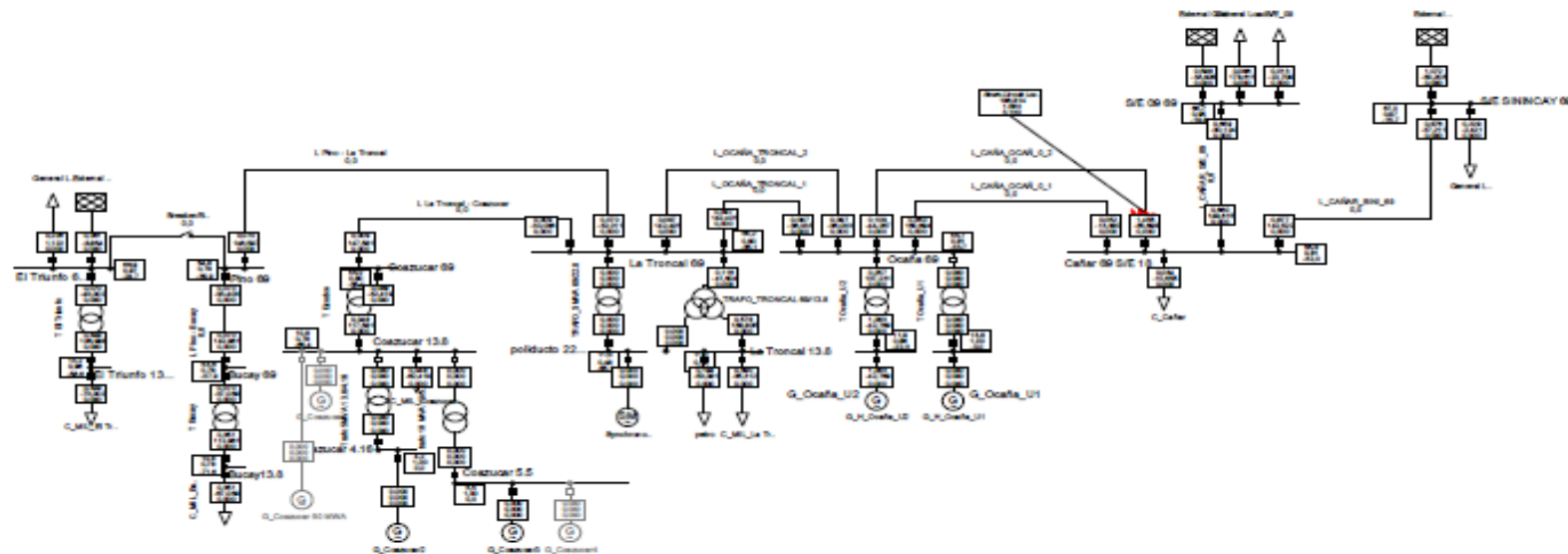
3-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Ma
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.		Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS		Graphic: Coordinación de
	Punto de falla: 90% Línea La Troncal - Ocafia_1		Date: 9/1/2015
	Cortocircuito trifásico r= 20 ohm - Min SCC		Annex: D10




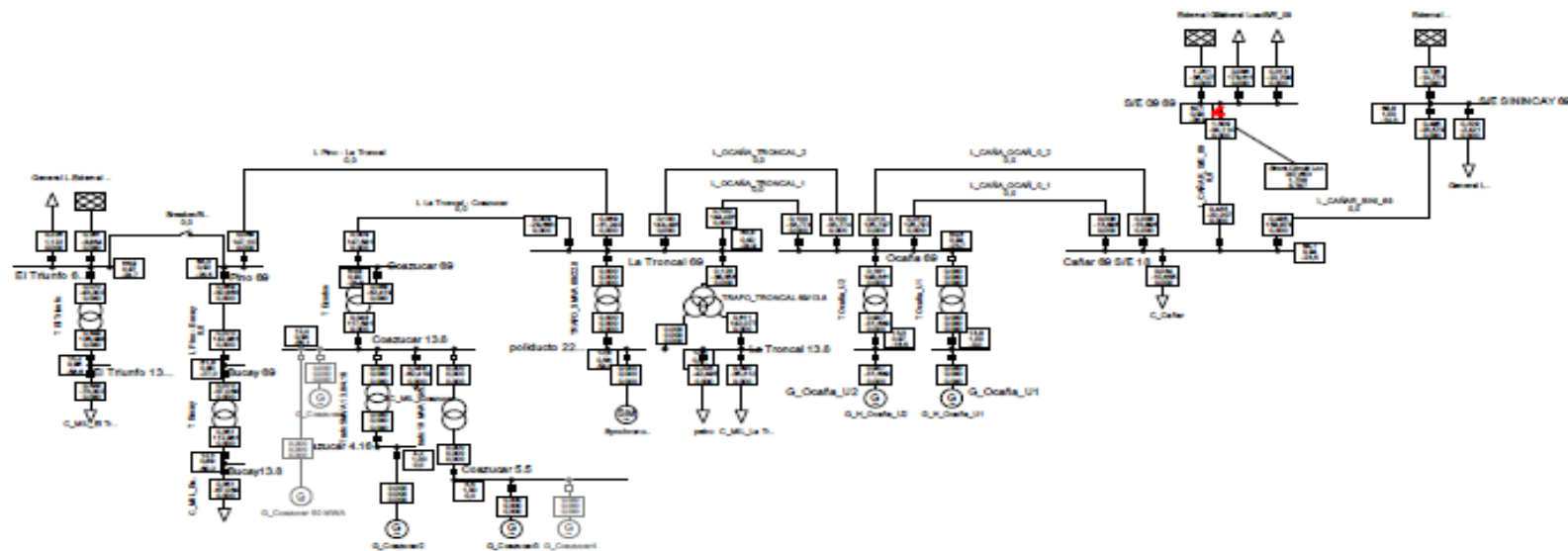
S-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Node(s)	Node(s)
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Ma
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	Graphic: Coordination de
ESTUDIO DE CORCINCITOS	Date: 8/1/2016
Punto de falla: 10% Linea Ocha - Cafate 2 Corcincito trifasico R= 20 ohm - Min SCC	Annex: D13
PowerFactory 15.1.7	




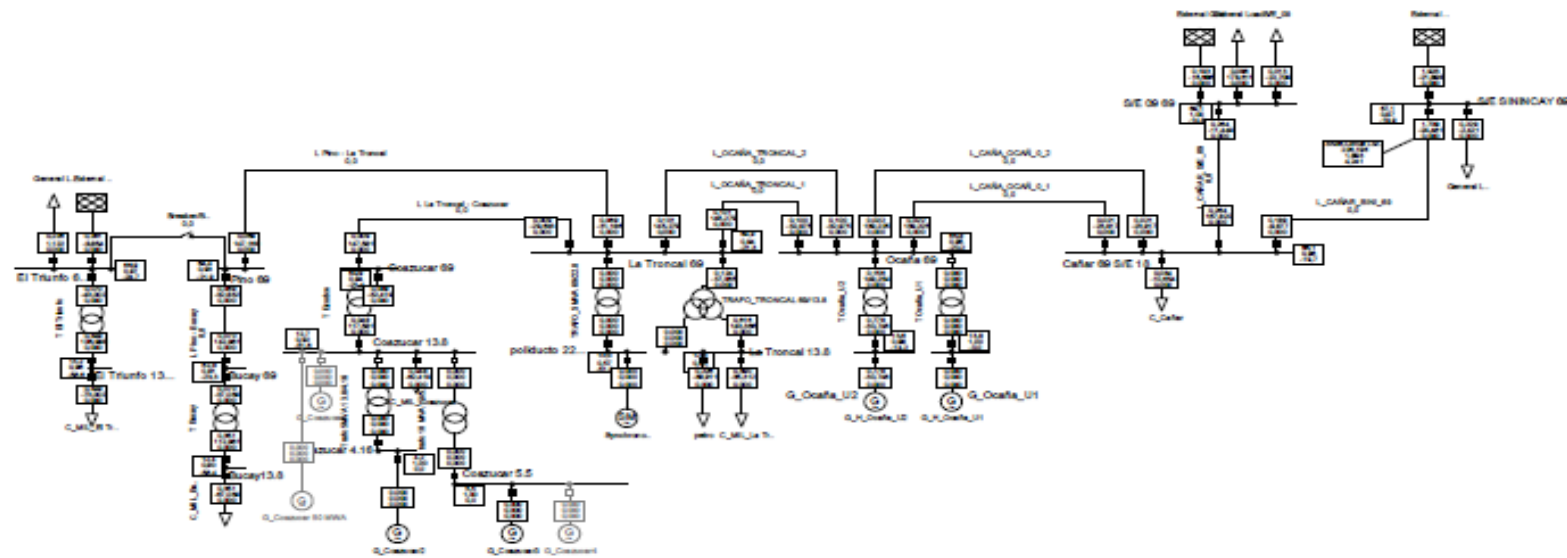
3-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Ma
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: 90% Línea Ocaña - Cañar - 2 Cortocircuito trifásico $r=20 \text{ ohm}$ - Min SCC	Graphic: Coordinación de Date: 8/1/2015 Autor: D14



S-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Ma
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]

	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: 90% Línea Caffer - S/E 09 Cortocircuito trifásico R= 20 ohm - Min SCC	Graphic: Coordinación de Date: 09/2016 Aniso: D16
PowerFactory 15.1.7		

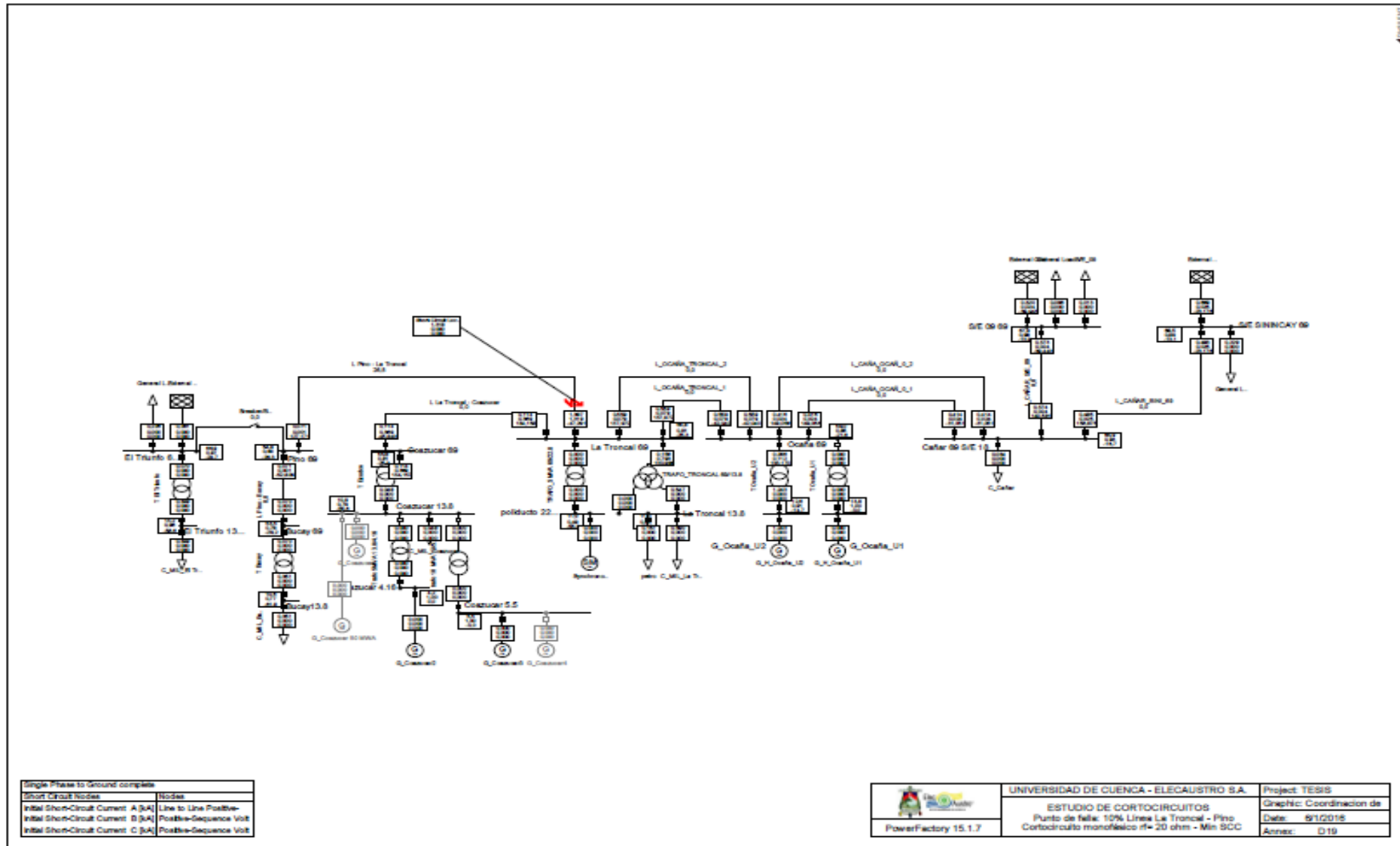


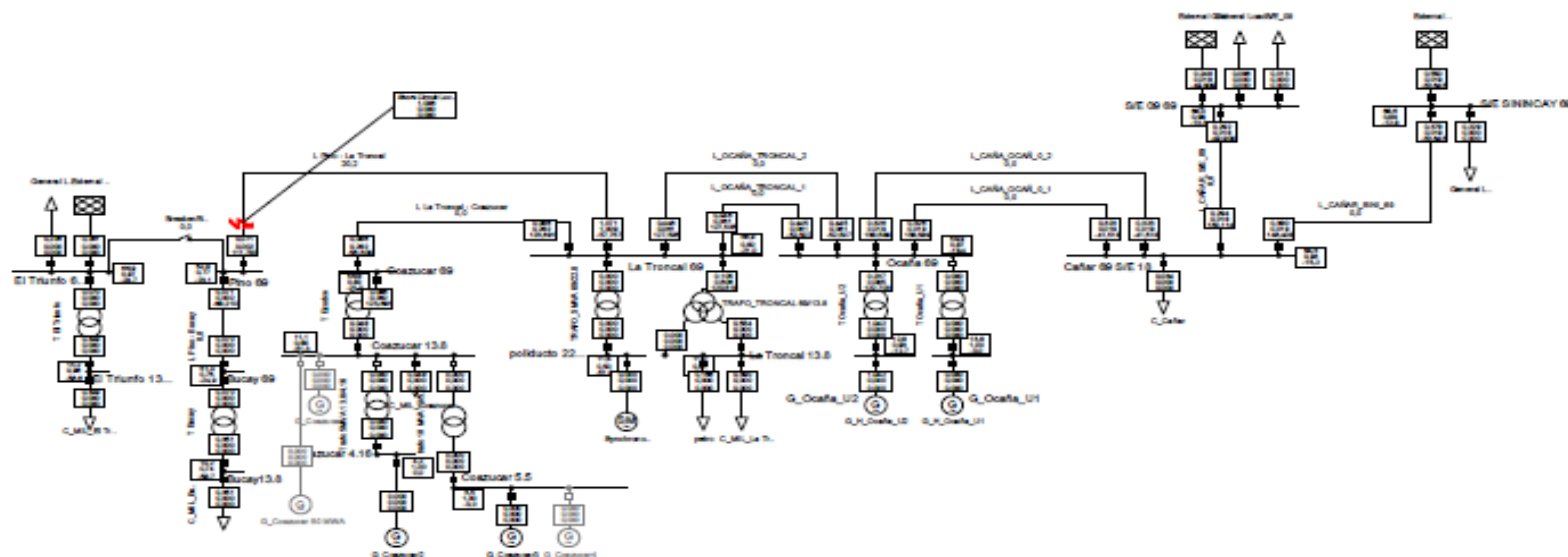
3-Phase Short-Circuit complete	
Short-Circuit Nodes:	Nodes
Initial Short-Circuit Current [kA]	Line-Line Voltage, Mv
Transient Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Magnitude [p]
Peak Short-Circuit Current [kA]	Voltage, Angle [deg]




UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.
ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS
Punto de falla: 90% Línea Cafier - Sinicay
Cortocircuito trifásico $r_f = 20 \text{ ohm}$ - Min SCC

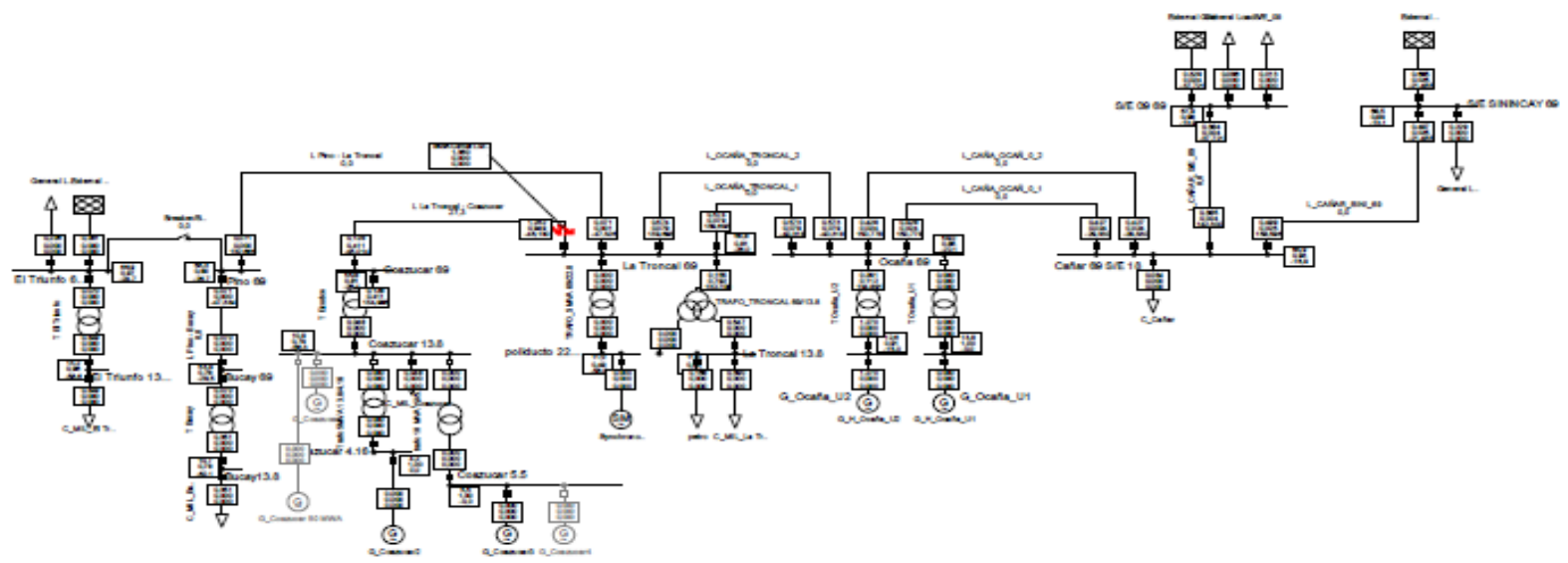
Project: TESIS
Graphic: Coordinación de
Date: 8/1/2015
Annex: 018




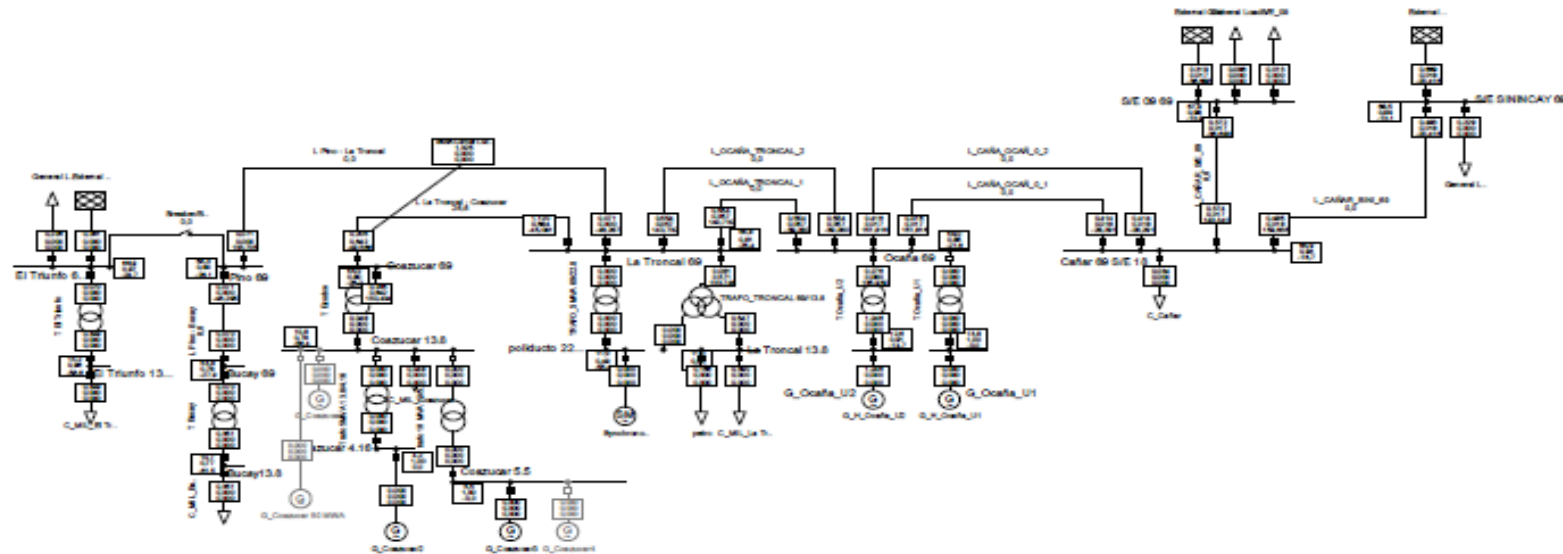


Single Phase to Ground complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [uA]	Line to Line Positive-
Initial Short-Circuit Current B [uA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [uA]	Positive-Sequence Volt


 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: 90% Línea La Troncal - Pino Cortocircuito monofásico $R_f = 20 \text{ ohm}$ - Min SCC	Graphic: Coordinación de
		Date: 8/1/2015 Author: D20

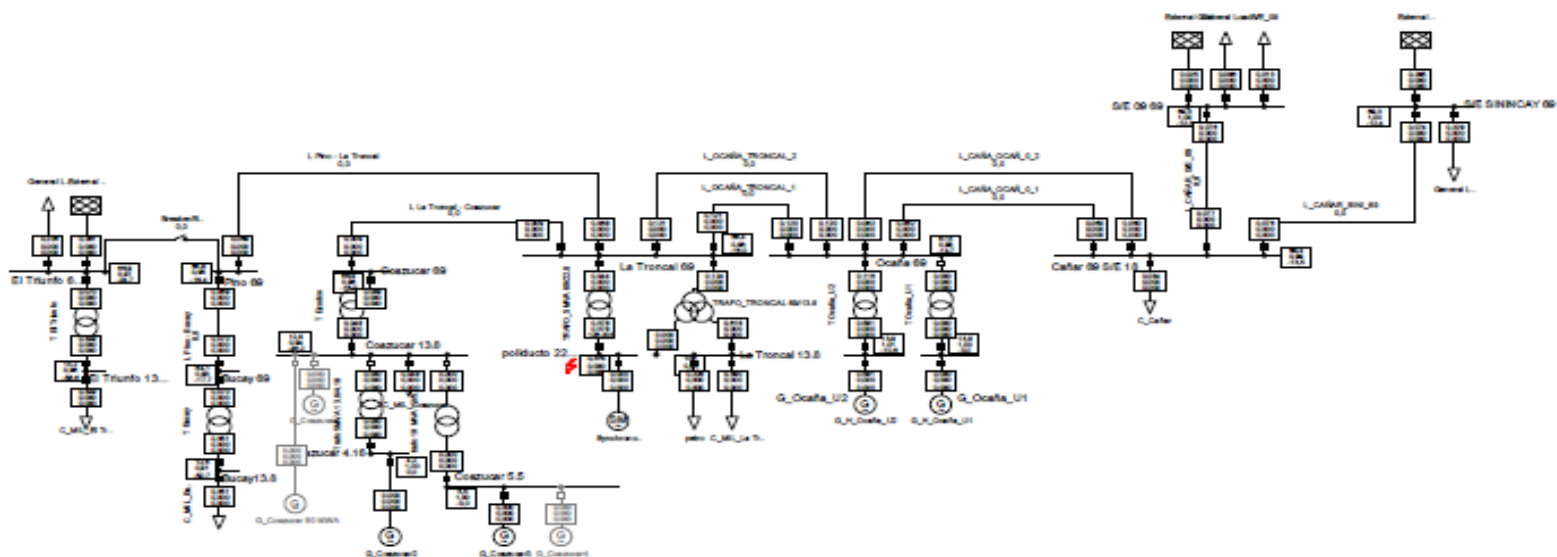


 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTECIRCUITOS Punto de falla: 10% Línea La Troncal - Coscuez Corte circuito monofásico I _f = 20 chm - Min SCC	Graphic: Coordinación de Date: 09/2016 Anexo: 021




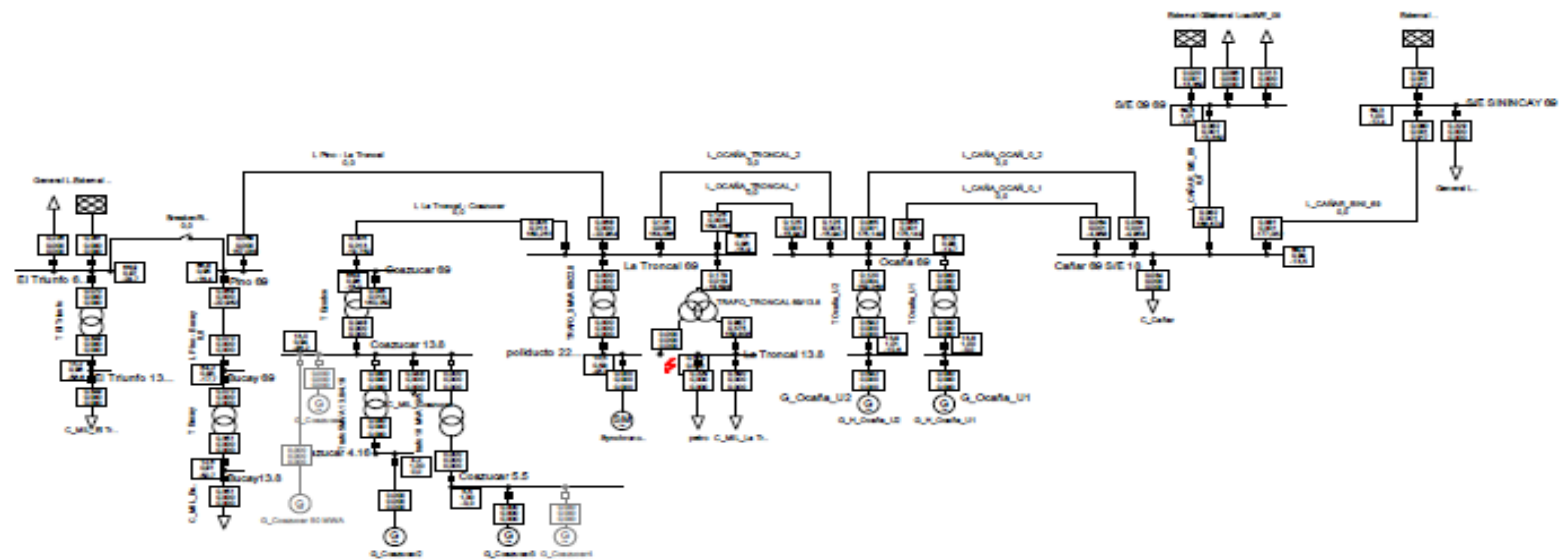
Single Phase to Ground complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	Graphic: Coordinacion de
	Punto de falla: 90% Linea La Troncal - Coacuzar	Date: 6/1/2016
	Cortocircuito monofásico r=20 ohm - Min SCC	Annex: 022




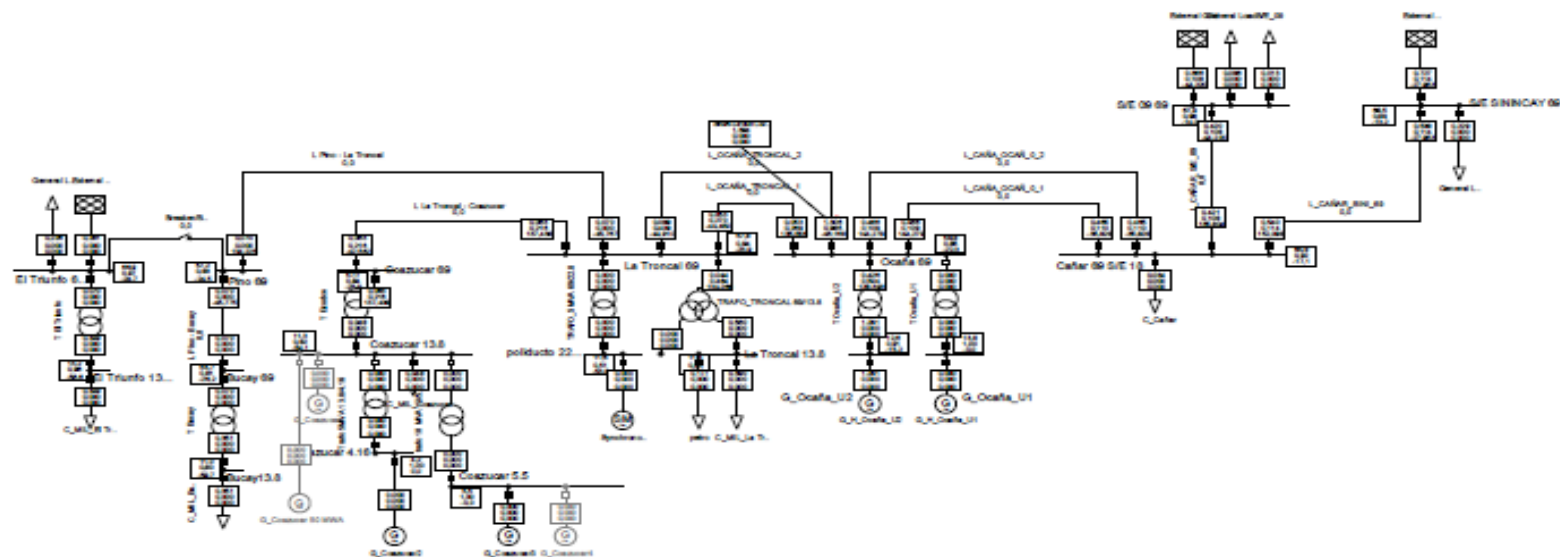
Single Phase to Ground complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTECICUITOS Punto de falla: Barra Poliduto 22 kV Cortocircuito monofaseico R= 20 ohm - Min SCC	Graphic: Coordinacion de Date: 8/12/2016 Annex: 023
PowerFactory 15.1.7		




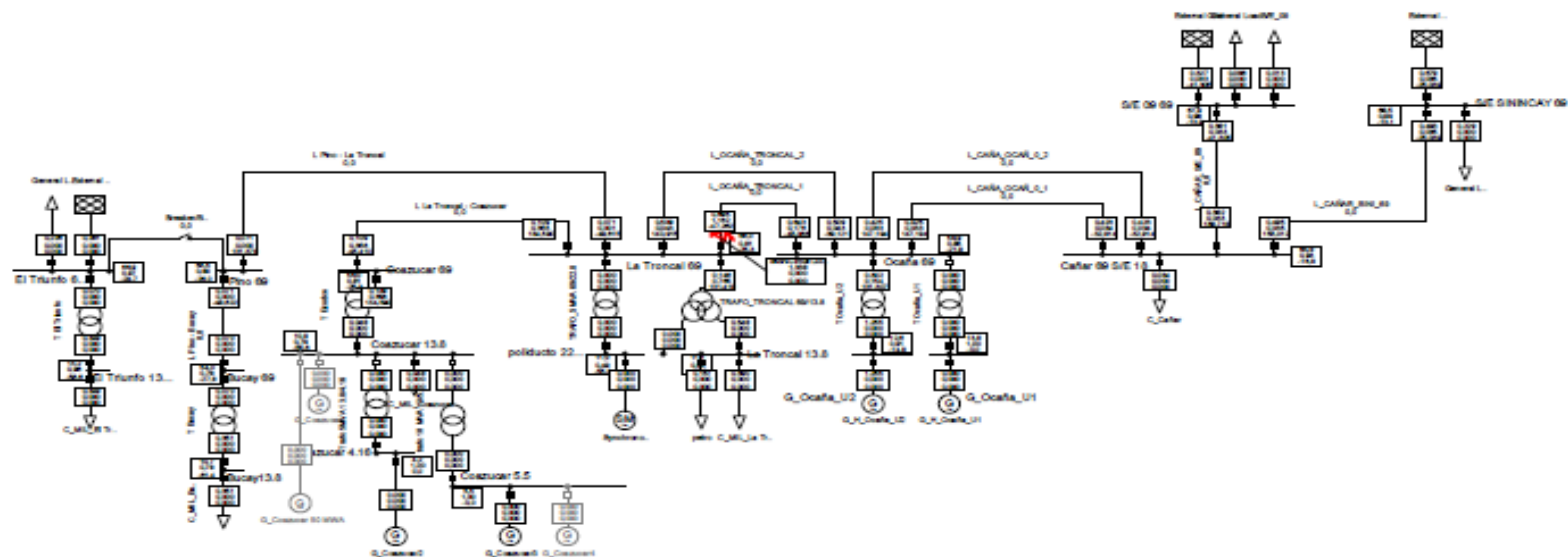
Single Phase to Ground complete	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A	A [uA]
Initial Short-Circuit Current B	B [uA]
Initial Short-Circuit Current C	C [uA]
	Line to Line Positive-Sequence Volt
	Positive-Sequence Volt
	Positive-Sequence Volt

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: Barra La Troncal 13.8 kV Cortocircuito monofásico $r_f = 20 \text{ ohm} - \text{Min SCC}$	She/H: Coordinación de Date: 01/2016 Autor: DGA




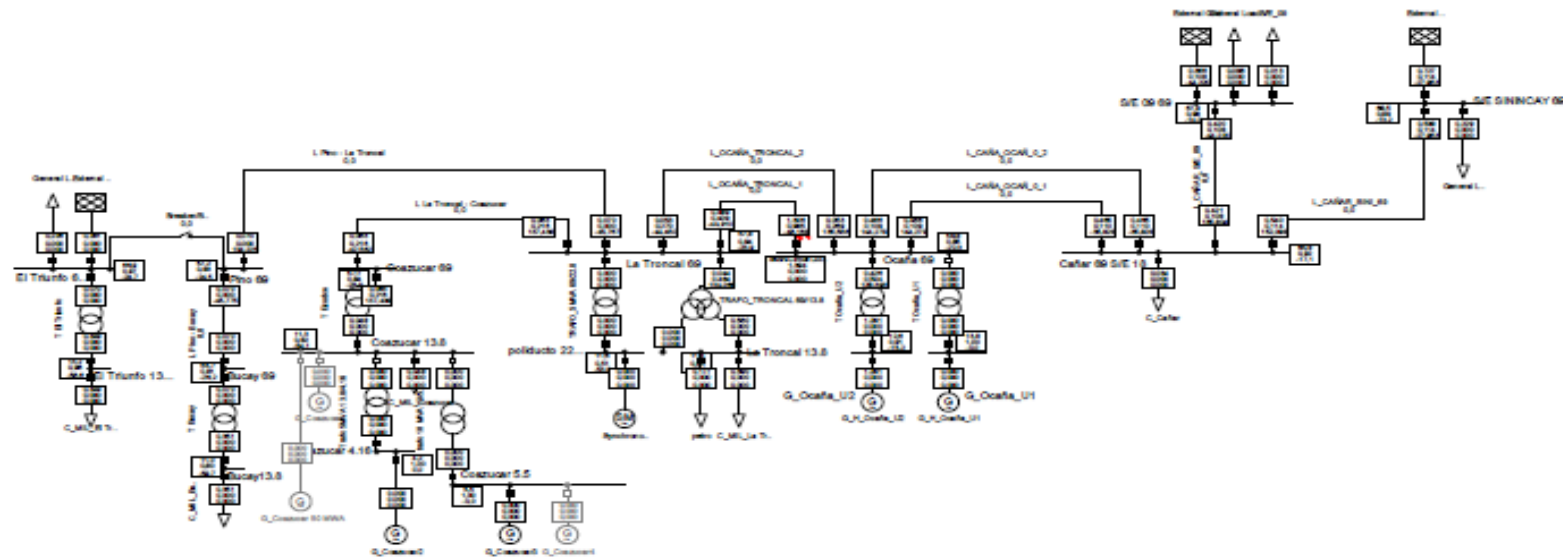
Single Phase to ground complete	Nodes
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: 90% Línea La Troncal - Ocafia Cortocircuito monofásico r= 20 ohm - Min SCC	Project: TESIS
		Graphic: Coordinación de
		Date: 8/1/2015
		Annex: 026




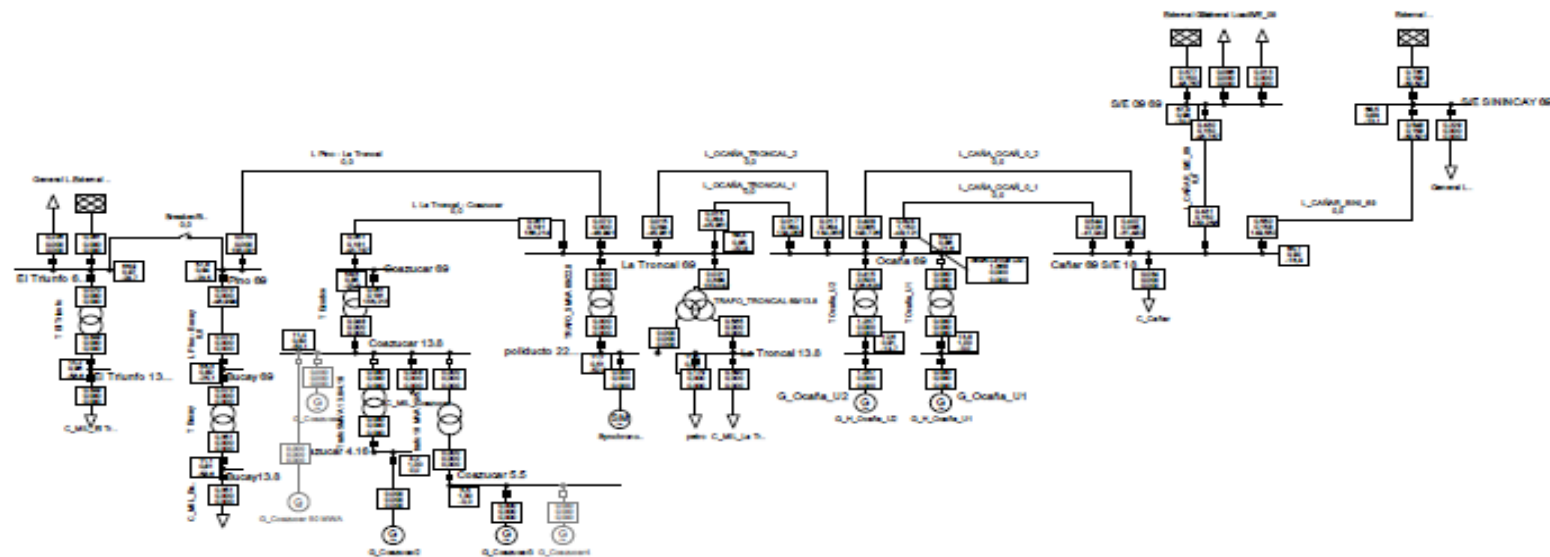
Single Phase to Ground complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS Punto de falla: 10% Linea La Troncal - Ocafia, 1 Cortocircuito monofaseico r= 20 ohm - Min SCC	Graphic: Coordinacion de Date: 8/1/2016 Annex: 0/27
PowerFactory 15.1.7		




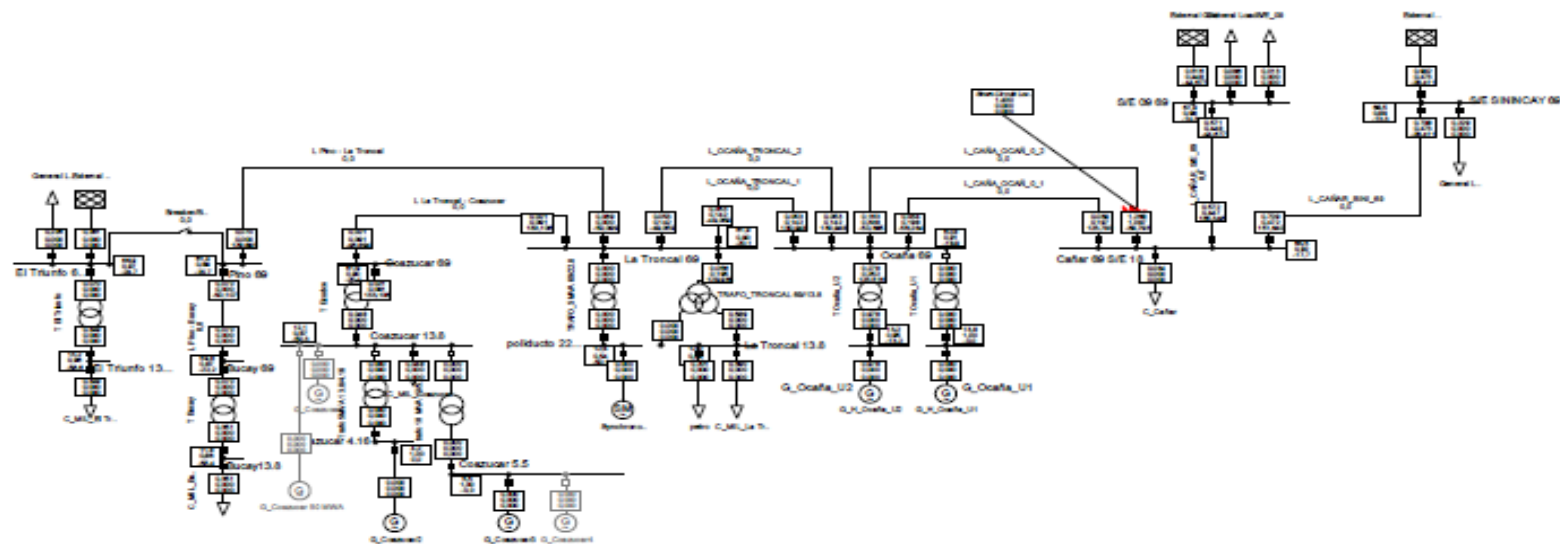
Single Phase to Ground complete	Model
Short Circuit Model	Model
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECAUSTRO S.A.	Project: TESIS
	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS	Graphic: Coordinación de
	Punto de falla: 90% Línea La Troncal - Ocafia 1	Date: 9/1/2015
	Cortocircuito monofásico r=20 ohm - Min SCC	Anexo: 028




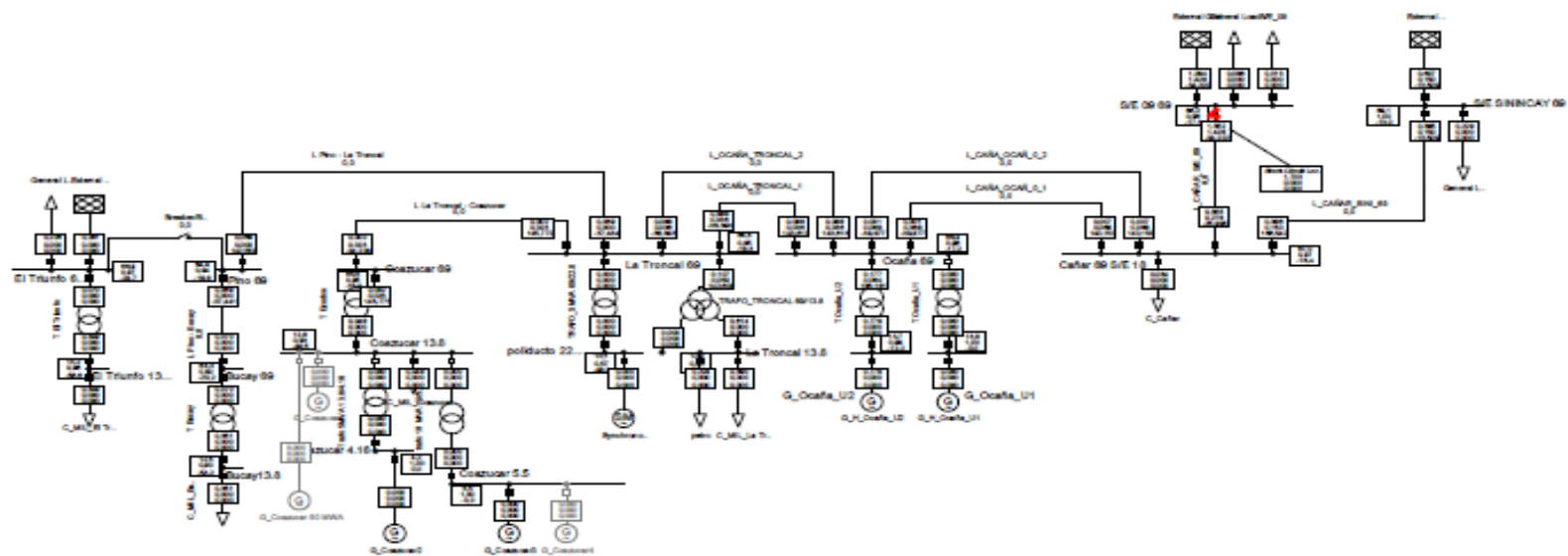
Single Phase to Ground complete	Nodes
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current: A [kA]	Line to Line Positive
Initial Short-Circuit Current: B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current: C [kA]	Positive-Sequence Volt

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECTROAUSTRO S.A.	Proyecto: 15.1.7
	SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCIÓN	Objetivo: Coordinación de protecciones
	Punto de Vista: 10% Linea Ocasilla - Ocasilla_1	Fecha: 15/02/2015
	Controlado por: Sistema de Control y Protección	Revisión: 001




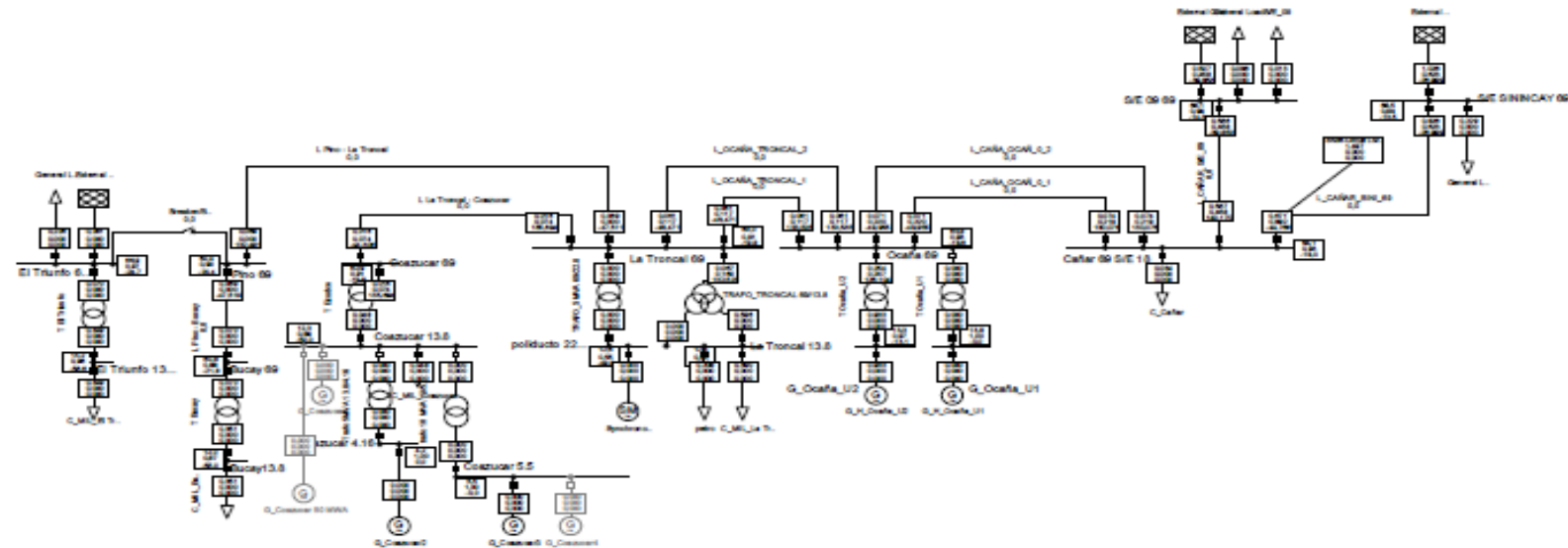
Single Phase to Ground complete	Nodes
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELEC AUSTRAL S.A.	Proyecto 15000
	ESTACION DE TRANSFORMACION	Diagrama de Contribucion de protecciones
	Punto de Mida: WPM Line (Cable: Cable_2)	Fecha: 05/05/19
	Calculado por: Juan Espinoza (P-25) y Juan Espinoza	Revisado: 000




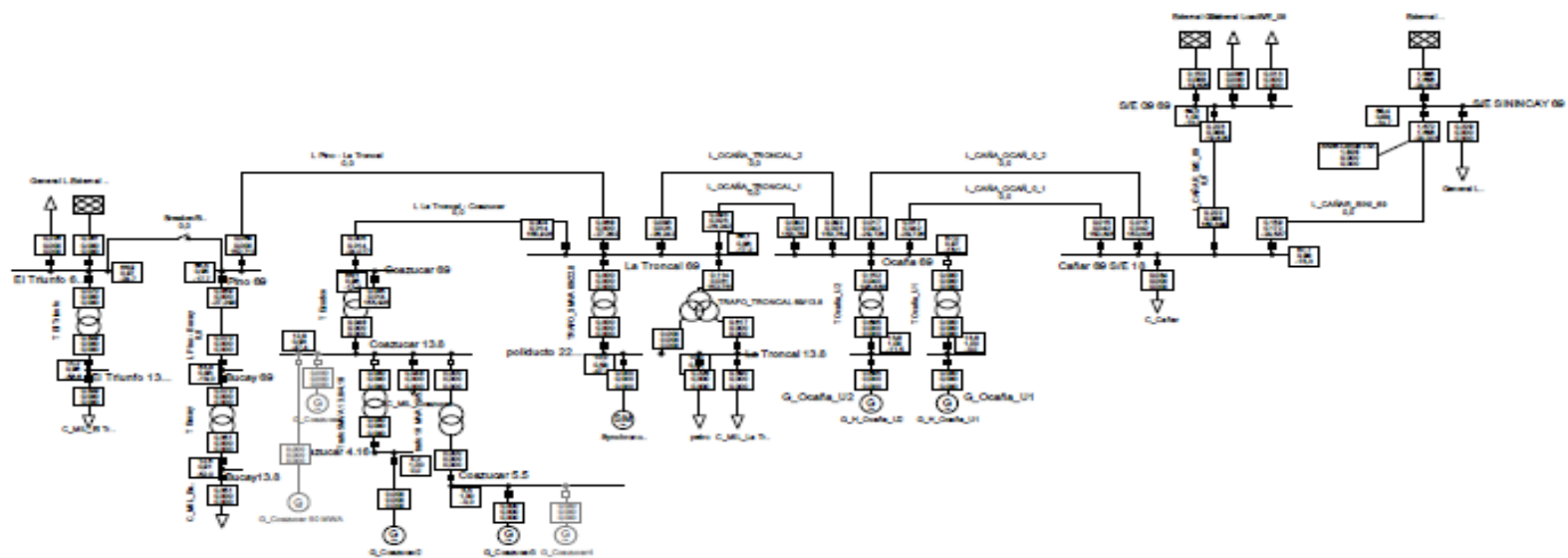
Single Phase to Ground complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

	UNIVERSIDAD DE CUENCA - EL CACALINGO S.A.	Proyecto 75003
	INSTITUTO DE CONSTRUCCIONES P.O. Box 9079 Cuenca - Ecuador Construcción de construcciones (4-25 años) - MSc. RCC	Descripción: Coordinación de prestaciones Fecha: 04/02/2016 Versión: 034




Single Phase to Ground complete	
Short Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

 PowerFactory 15.1.7	UNIVERSIDAD DE CUENCA - ELECTRO S.A.	Proyecto: 15.1.7
	ESTUDIO DE CORTOCORTOS	Diagrama: Coordinación de protecciones
	Posto de Alta Tensión Línea Celler - Sincway	Fecha: 05/05/18
	Controlado por el Sistema de 22 kV - M. S.C.C.	Revisión: 005



Single Phase to Ground complete	
Short-Circuit Nodes	Nodes
Initial Short-Circuit Current A [kA]	Line to Line Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current B [kA]	Positive-Sequence Volt
Initial Short-Circuit Current C [kA]	Positive-Sequence Volt

	UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA - ALCAZTORRA S.A.	Fogosa 16360
	INSTITUTO DE CONDUCTORES Pista de Salto 80% Línea Corta - Valencia Carretera de Valencia (A-230) - Sta. EUG.	Dirección: Coordinación de prácticas Data: 04/05/16 Nombre: 1234
PowerFactory 15.1.7		